

Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Curso de Engenharia de Energia

**Análise do Impacto da Geração Distribuída na Estabilidade
Transitória.**

Autores: Luiz Eduardo de Paula L. M. Borém
Rafael Andrade de Vasconcelos

Orientador: Dr. Flávio Henrique Justiniano Ribeiro da Silva

Brasília, DF

2017

Luiz Eduardo Borém e Rafael Vasconcelos



Análise do Impacto da Geração Distribuída na Estabilidade Transitória.

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel.

Orientador: Prof^a. Dr. Flávio Henrique Justiniano Ribeiro da Silva

Brasília, DF

2017

CIP – Catalogação Internacional da Publicação*

Borém, Luiz Eduardo de Paula L. M.; Vasconcelos, Rafael Andrade.

Análise do Impacto da Geração Distribuída na Estabilidade Transitória. / Luiz Eduardo de Paula L. M. Borém, Rafael Andrade de Vasconcelos: UnB, 2017. p. 121: il.; 29,5 cm.

Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília

Faculdade do Gama, Brasília, 2017. Orientação: Prof. Dr. Flávio Henrique Justiniano Ribeiro da Silva

1. Geração Distribuída. 2. Estabilidade Transitória. I. da Silva, Flávio Henrique. II Análise do Impacto da Geração Distribuída na Estabilidade Transitória.

CDU Classificação



Análise do Impacto da Geração Distribuída na Estabilidade Transitória

Luiz Eduardo de Paula L. M. Borém

Rafael Andrade de Vasconcelos

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em 22/06/2017 apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

**Prof. Dr.: Flávio Henrique Justiniano Ribeiro da Silva, UnB.
FGA**

Orientador

Prof. Dr.: Alex Reis, UnB.

Membro Convidado

Prof. Dr.: Augusto César de Mendonça Brasil, UnB.

Membro Convidado

Brasília, DF
2017

“Há uma força motriz mais poderosa que o vapor, a eletricidade e a energia atômica: a vontade.” – Albert Einstein

Resumo

Geração distribuída (GD) é a geração de eletricidade por meio do uso de fontes secundárias distribuídas e dispersas por todo o sistema elétrico. Entretanto, o aumento da inserção de GD na rede elétrica gera uma preocupação com a segurança dinâmica do sistema elétrico de potência (SEP). Essa inserção influencia alguns aspectos técnicos das redes de transmissão, como por exemplo, a estabilidade do ângulo do rotor. Quando a rede elétrica está submetida a grandes perturbações, a estabilidade do ângulo do rotor passa a se chamar estabilidade transitória. Com o intuito de analisar os impactos da GD, pode-se realizar cálculos por meio de métodos numéricos, como o critério de áreas iguais e o modelo multi-máquinas, que visam encontrar parâmetros do sistema, como o tempo crítico. No entanto, tais métodos nem sempre são de fácil aplicação analítica, necessitando, assim, do uso de ferramentas computacionais, sendo esta, o software PSAT. Este trabalho visa analisar o impacto gerado pela GD proveniente da energia eólica na estabilidade transitória em cenários específicos.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Estabilidade Transitória, Sistema Elétrico de Potência, PSAT, Energia eólica.

Abstract

Distributed generation (DG) is the generation of electricity through the use of distributed and dispersed secondary sources throughout the electrical system. However, increasing DG insertion creates a concern about the dynamic security of power electrical system (PES). This insertion affects some technical aspects of transmission networks, such as the rotor angle stability. When the grid is subject to major disruption, the rotor angle stability is called transient stability. In order to analyze the impact of GD, it can perform calculations by using numerical methods such as criterion of equal areas and multi-model machines, which are aimed at finding system parameters, such as time critical. However, such methods are not always easy to analytical applications, requiring therefore the use of computational tools, which in this case, it is the PSAT software. This work aims to analyze the impact generated by GD from wind energy in the transient stability in specific scenarios.

Keywords: Distributed Generation, Transient Stability, Electric Power System, PSAT, Wind Energy.

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 1: Classificação das tecnologias da GD.....	27
Quadro 2: Tecnologias de GD controláveis e não controláveis.....	27
Quadro 3: Rede pré-falta.....	74
Quadro 4: Matrizes de admitância (Y) reduzidas.....	75
Quadro 5: Dados dos geradores.....	77
Quadro 6: Dados da cargas.....	78
Quadro 7: Dados das linhas.....	80
Quadro 8: Ciclo em que ocorre a instabilidade variando o lugar da falta.....	113

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Cenário mundial de penetração de geração distribuída.....	17
Figura 2: Distribuição da Geração Elétrica.....	21
Figura 3: Esquema de funcionamento de uma microturbina a gás.....	29
Figura 4: Estrutura típica de um CaC.....	30
Figura 5: Modelos de aerogeradores.....	34
Figura 6: Evolução de capacidade instalada e energia solar gerada.....	35
Figura 7: Fluxograma da estabilidade do SEP	37
Figura 8: Componentes Máquina Síncrona	40
Figura 9: Rotor da máquina síncrona.	42
Figura 10: Curvas de Oscilação	45
Figura 11: Sistema e Máquinas	46
Figura 12: Gráfico Potência-Ângulo.....	49
Figura 13: Critério de áreas iguais	52
Figura 14: Tensão interna da máquinas.....	57
Figura 15: Conversão modelo máquina para impedância constante.....	58
Figura 16: Sistema equivalente com as admitâncias.	58
Figura 17: Interface inicial PSAT.....	66
Figura 18: Interface Settings PSAT.....	67
Figura 19 : Interface Settings PSAT.....	68
Figura 20: Interface Load Data File, Biblioteca Simulink.....	68
Figura 21: Tabela de resultados referente ao Power Flow, Static Report.....	69
Figura 22: Interface PSAT Plot	70
Figura 23: Diagrama de impedância do sistema elétrico de 9 barras.....	71
Figura 24: Diagrama de fluxo de carga do sistema de nove barras mostrando íons de	

condições pré-falta; Todos os fluxos estão em MWand MVAR.....	72
Figura 25: Diagrama unifilar para o cenário 1.....	76
Figura 26: Parâmetros dos transformador 1.....	78
Figura 27: Parâmetros da linha 1.....	79
Figura 28: Linha do tipo pi	80
Figura 29: Diagrama unifilar para o cenário 2.....	81
Figura 30: Parâmetros da falta.	81
Figura 31: Diagrama unifilar para o cenário 3.....	82
Figura 32: Parâmetros da fazenda eólica.	83
Figura 33: Modelo padrão de um aerogerador do tipo DFIG.....	84
Figura 34: Parâmetros do vento	85
Figura 35: Diagrama unifilar para o cenário 5.....	86
Figura 36: Parâmetros do ddsg.	87
Figura 37: Estatísticas da rede e resultados do fluxo de potência para o cenário 1 e 2	89
Figura 38: Variáveis do sistema para o cenário 1 e 2.....	89
Figura 39: Linhas de fluxo para o cenário 1 e 2.	90
Figura 40: Relatório de resumo global para o cenário 1 e 2.....	91
Figura 41: Velocidade síncrona dos geradores (1).	92
Figura 42: Ângulo teta nos barramentos (1).	93
Figura 43: Tensões nas barras em pu (1).	94
Figura 44: Potência ativa dos geradores em pu (1).	95
Figura 45: Velocidade síncrona dos geradores (2).	96
Figura 46: Ângulo teta nos barramentos (2).	96
Figura 47: Tensões nas barras em pu (2).	97

Figura 48: Potência ativa dos geradores em pu (2).....	98
Figura 49: Diagrama de blocos de integração do domínio do tempo.	99
Figura 50: Velocidade síncrona dos geradores (3).	100
Figura 51: Ângulo teta nos barramentos (3).	101
Figura 52: Tensões nas barras em pu (3).	101
Figura 53: Potência ativa dos geradores em pu (3).	102
Figura 54: Estatísticas da rede e resultados do fluxo de potência para o cenário 3.....	103
Figura 55: Variáveis do sistema para o cenário 3.....	104
Figura 56: Linhas de fluxo para o cenário 3.....	105
Figura 57: Relatório de resumo global para o cenário 3.	105
Figura 58: Tensões nas barras em pu (4).	106
Figura 59: Velocidade síncrona dos geradores (4).	107
Figura 60: Variação da velocidade do vento	107
Figura 61: Ângulo teta nos barramentos (4).	108
Figura 62: Potência ativa dos geradores em pu (4).....	109
Figura 63: Ângulo teta nos barramentos (5).	110
Figura 64: Tensões nas barras em pu (5).	111
Figura 65: Velocidade síncrona dos geradores (5).	112
Figura 66: Potência ativa dos geradores em pu (5).	112
Figura 67: Velocidade síncrona dos geradores (6).....	114
Figura 68: Tensões nas barras em pu (6).....	115

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

DC- Corrente continua

DDSG- Máquinas síncronas de velocidade variável

DFIG- Máquinas assíncronas duplamente alimentadas

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FSIG- Máquinas assíncronas com/sem controle *pitch*

GD – Geração Distribuída

GSRB- Gerador síncrono de pólos salientes com rotor bobinado

GUIs- Interfaces gráficas de usuário

GW – Gigawatts

IEEE - *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*

KW- Quilowatts

MME - Ministério de Minas e Energia

MW – Megawatts

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

ProGD - Programa de Desenvolvimento de Geração de Energia

PSAT – Power System Analysis Toolbox

PURPA - Public Utilities Regulatory Policies Act

SEP – Sistema Elétrico de Potência

VSC -Conversor de fonte de tensão

W – Watts

ÍNDICE GERAL

1. INTRODUÇÃO	16
1.1. JUSTIFICATIVA	17
1.2. OBJETIVO.....	18
1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO.....	18
2. REFERENCIAL TEÓRICO	20
2.1. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	20
2.1.1. Histórico	21
2.1.2. Regulamentação e Normatização	22
2.1.3. Vantagens e Desvantagens	24
2.1.4. Principais Tecnologias da Geração Distribuídas	26
2.1.4.1. Motores a combustão interna	28
2.1.4.2. Microturbina a gás	28
2.1.4.4. Turbina Eólica	31
2.1.4.5. Célula Fotovoltaica	35
2.2. ESTABILIDADE TRANSITÓRIA.....	36
2.2.1. Estabilidade do Sistema Elétrico de Potência	36
2.2.1.1. Estabilidade de Tensão.....	37
2.2.1.2. Estabilidade de Frequência.....	38
2.2.1.3. Estabilidade Ângulo do Rotor	38
2.2.2. Dinâmica de Funcionamento Máquinas Síncronas	39
2.2.2.1 Equação de Oscilação da Máquina Síncrona.....	40

2.2.2.2. Equação Potência-Ângulo	45
2.2.3. Métodos Diretos	50
2.2.3.1. Critério de Áreas Iguais	50
2.2.3.1.1. Ângulo crítico pelo critério de áreas iguais	54
2.2.3.1.2. Tempo crítico pelo critério de áreas iguais	55
2.2.4. Modelo Multi-Máquinas	56
3. METODOLOGIA	65
3.1. INTRODUÇÃO AO PSAT	65
3.2. ENTENDENDO COMO O PSAT TRABALHA	70
4. CENÁRIOS	76
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES	88
4. CONCLUSÃO	116
5. BIBLIOGRAFIA	117

1. INTRODUÇÃO

O modelo clássico do sistema elétrico de potência (SEP) é caracterizado por um pequeno número de potentes usinas elétricas. Essas grandes usinas elétricas foram construídas baseadas nas demandas energéticas requeridas em tal período. Entretanto, os consumidores estão exigindo uma maior demanda de energia ao passar do tempo, exclusivamente pela maior quantidade de aparelhos eletrônicos/elétricos adquiridos e utilizados nas residências e indústrias. Algumas restrições, como por exemplo, de cunho ambiental para construção de novas hidrelétricas, limitam a expansão das já existentes usinas elétricas e a construção de novas. Visando contribuir com uma parcela na produção de energia, um novo conceito que se baseia em pequenos geradores de energia e próximos aos centros de consumos que são acoplados a rede elétrica está sendo criado. Esse novo conceito é conhecido como geração distribuída (REZA, 2006).

Países como Holanda, Finlândia e Dinamarca já utilizam a geração distribuída para produzir mais do que um terço do total da geração de energia como visto na Figura 1. Entretanto, esse aumento do número de GD resulta no aumento da concentração de elementos ativos com variáveis dinâmicas no sistema de transmissão e distribuição. Isto acarreta numa preocupação com a segurança dinâmica do sistema elétrico de forma geral. Entre as várias questões que rodeiam a segurança dinâmica, a estabilidade transitória angular é de suma importância, pois esta pode alterar os tempos críticos de atuação dos sistemas de proteção do sistema de transmissão (ROMANI, 2014) e (REZA et al., 2003).

O presente trabalho visa a criação de uma robusta base teórica sobre os aspectos que envolvem a geração distribuída e a estabilidade transitória angular, para que, posteriormente, as simulações computacionais possam ser realizadas.

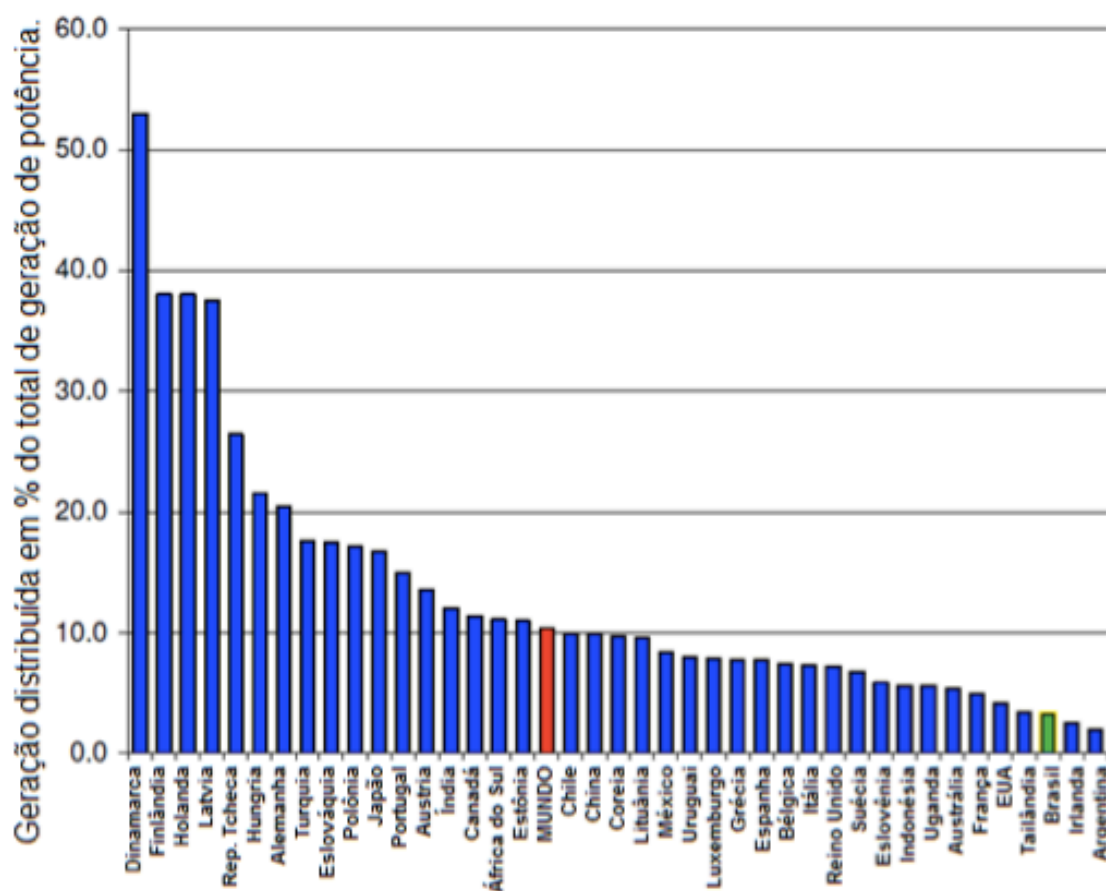


Figura 1: Cenário mundial de penetração de geração distribuída. Fonte: ROMANI, 2014

1.1. JUSTIFICATIVA

Nos últimos anos, o aumento do consumo de energia no Brasil e no mundo vem prosperando, devido ao crescimento populacional, expansão territorial além de novas tecnologias e aplicações dessas. Tal fato, estimulou a maior inclusão da geração distribuída no SEP tradicional. (ROMANI, 2014)

Ciente de tal fato, a análise do impacto da inserção da GD em grande escala na transmissão e distribuição de energia se faz necessária para obtenção de uma melhor noção acerca dos efeitos que tal acontecimento pode ocasionar na estabilidade transitória do SEP.

1.2. OBJETIVO

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é, com o conhecimento teórico levantado, realizar uma análise do impacto da inclusão da geração distribuída na estabilidade transitória de um sistema elétrico de potência por meio de simulações computacionais.

1.2.2 Objetivo Específico

- Apresentar uma visão geral sobre a Geração Distribuída no Brasil e no Mundo: conceito, histórico, regulamentação e normativas, vantagens e desvantagens e algumas de suas tecnologias.
- Apresentar a fundamentação teórica dos estudos sobre a estabilidade transitória, bem como sua formulação matemática clássica e seus métodos de resolução.
- Esclarecer e exemplificar a utilização e funcionamento do software PSAT.

1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho de conclusão de curso está dividido estruturalmente em cinco capítulos. No capítulo:

Dois, será apresentado o referencial teórico sobre GD, como seu histórico, regulações e normativas, vantagens e desvantagens e suas principais tecnologias, e, ainda, sobre utilização e fundamentações matemáticas da Estabilidade Transitória no SEP.

Capítulo três, será apresentada uma introdução ao software PSAT, tanto da parte de manuseio do software quanto de entendimento do seu funcionamento.

No capítulo quatro, são apresentados os cenários em que as simulações serão realizadas.

No capítulo cinco, serão apresentados os resultados e as principais discussões acerca do exposto.

Finalmente o capítulo seis, trará a conclusão obtida após a realização de todo o trabalho em questão.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A forma convencional de geração de energia, no caso a geração centralizada, baseia-se na utilização de grandes fontes geradoras como hidrelétricas e termelétricas. Essa forma convencional é caracterizada por uma quantidade relativamente pequena de grandes centrais de geração de energia.

Por outro lado, a geração distribuída (GD) é uma planta energética de pequeno porte, com potências geralmente iguais ou inferiores a 30 megawatts (MW) que são situadas estrategicamente próximas ao centro de carga ou aos consumidores, proporcionando vantagens e suporte para as redes de distribuição existentes, ou seja, a GD tem como intuito o uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno porte por concessionárias, consumidores e terceiros em aplicações que beneficiam o sistema elétrico e/ou consumidores específicos (Gas Research Institute, 1997). O termo GD tem sintonia com outras expressões normalmente usadas como: auto geração, geração in situ, cogeração e geração exclusiva (EPRI, 1997). Essa geração mais próxima da carga ou dos consumidores facilita a diminuição de perdas associadas ao transporte existente na forma convencional, além de, diversificar as tecnologias empregadas na produção de energia, podendo gerar escolhas a partir de fatores, como por exemplo, o requerimento específico ou a disponibilidade dos recursos energéticos locais (OLADE, 2011). Portanto, pode-se inferir que a GD é uma denominação genérica de um tipo de geração elétrica diferente da centralizada por ocorrer em locais que não seriam instaladas usinas geradoras convencionais, aumentando assim a distribuição geográfica da geração de energia elétrica da região (COGEN, 2013). Na Figura 2, observa-se um sistema de geração de energia interligado com diversos tipos de fontes e características.



Figura 2: Distribuição da Geração Elétrica. Fonte: EPRI, 2009

2.1.1. Histórico

Após a revolução industrial, as oscilações nos preços da energia, a crise do petróleo e a queda do preço do óleo e do gás natural implicaram na mudança da matriz energética e na alteração da maneira organizacional adotada pelo sistema elétrico, como é o caso da adição de GD no sistema elétrico.

O incentivo de uso da GD se deu inicialmente nos EUA a partir das mudanças na legislação, iniciadas pelo Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA) em 1987 e que foram ampliadas, em 1992, pelo Energy Policy Act. A difusão da GD teve como principal aliada a evolução tecnológica mundial na área de computação, resultando em processamento de dados e controles mais acessíveis financeiramente e mais rápidos, além da evolução no campo das telecomunicações, que ofereceram maior rapidez e menor custo de transmissão de volume de informação (INEE, 2016).

No Brasil, inúmeros motivos vem induzindo o uso da GD. Entre esses, pode-se listar:

- O desejo dos consumidores em reduzir o custo do suprimento de energia elétrica e melhorar a confiabilidade desse suprimento;

- O crescente aumento e aperfeiçoamento de tecnologias para aproveitamento de energia a partir de fontes renováveis, em destaque para solar e eólica;
- As políticas públicas de incentivo ao mercado de energia solar, além da reestruturação institucional do setor elétrico, em que 81% da oferta atual da energia vem de grandes fontes geradoras hídricas que se encontram distantes dos grandes centros de consumo (BARBOSA, 2014).

Esses motivos são suficientes para gerar preocupação e tornar necessária a implementação de novas alternativas de geração. Tais alternativas precisam levar em consideração a flexibilidade de operação, a distribuição geográfica, a confiabilidade, a disponibilidade, as condições de financiamento, os preços e os prazos, tudo isso em conjunto com a insuficiência ou falta de investimentos (LORA et al, 2003). Entre 2014 e 2016, os registros da quantidade de GD quadruplicaram passando de 424 conexões para 1930 conexões. Além do mais, a estimativa é de que, em 2024, mais de 1,2 milhões de consumidores passem a produzir sua própria energia, o equivalente a 4,5 giga watts (GW), o que é algo bastante promissor e de grande importância para o cenário energético atual (ANEEL,2016).

2.1.2. Regulamentação e Normatização

Devido ao crescimento mencionado, criou-se uma necessidade de se fazer instrumentos normativos a fim de regular suas conexões à rede ou a venda de sua energia produzida para consumidores e/ou empresas de distribuição, diferenciadas basicamente por seus valores de potência instalada. Dos instrumentos normativos existentes para regulação internacional e nacional da conexão à rede, podemos citar como referências e exemplos, as normas da IEEE Std. 1547-2003 “ IEEE Standart for Interconnecting Distributed Resources with Eletric Power Systems” (IEEE,2003)

e IEEE Std 929-200 “IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) System” (IEEE, 2000) elaboradas pelo *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*.

No caso específico do Brasil, o setor elétrico passou por grande reforma, estabelecendo uma nova base para criação e reformulação das já existentes instituições. O novo modelo foi concebido pela Lei nº 10.848/2004, o qual visa a garantia da segurança de fornecimento, tarifas justas e um novo planejamento para lidar com o crescimento de demanda. A lei em questão também estabeleceu, no mercado econômico, dois novos ambientes, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) (ANEEL, 2016).

Os documentos elaborados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas a desempenho e funcionamento das redes de distribuição de energia elétrica, recebem o nome de procedimentos de distribuição (PRODIST), os quais tem a intenção de prever a existência de centros de despachos de geração distribuída (GD) com as seguintes funções (ANEEL, 2016):

- Controlar a tensão e a potência reativa;
- Limitar a potência a ser injetada pela GD na rede de distribuição;
- Definir previsões de produção de energia;
- Coordenar os procedimentos de entrada e saída de serviço; e
- Desconectar as centrais geradoras, quando necessário.

Embora o avanço seja significativo no que tange a alguns aspectos relativos à imersão da GD em redes de distribuição, as diretrizes e normas aprovadas ainda são pequenas diante da enorme mudança que a GD pode ocasionar no sistema elétrico existente (ABINEE, 2011). As novas regras que estabelecem o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, a qual permite que o consumidor instale pequenos geradores em sua unidade consumidora trocando tal energia com a

concessionária distribuidora local, estão dispostas na resolução normativa nº 687/2015.

A resolução citada traz que o uso de qualquer fonte renovável, denomina-se micro geração, quando a potência instalada na central geradora for igual ou menor que 75 quilowatts (KW) e mini geração quando a potência estiver acima de 75 kW e menor ou igual do que 5 megawatts (MW), com a exceção das fontes hídricas, a qual o limite é 3 MW, conectadas a rede de distribuição. A resolução estabelece, ainda, que o prazo de validade dos créditos obtidos a partir da injeção da energia produzida na rede passa de 36 meses para 60 meses, valendo também para unidades consumidoras de mesmo CPF ou CNPJ do produtor. Outra inovação da norma diz respeito à possibilidade de instalação de GD em condomínios, com possibilidade de repartição predefinida pelos condôminos, facultando a “geração compartilhada”, possibilitando que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa, instalem uma micro ou mini geração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados (ANEEL, 2016).

2.1.3. Vantagens e Desvantagens

A geração distribuída (GD) oferece um montante significativo de vantagens e/ou desvantagens, as quais iremos elencar selecionando as mais significativas e relevantes para o estudo e análise estabelecida em tal trabalho.

2.1.3.1. Vantagens

- A qualidade e confiabilidade do fornecimento de tecnologias GD são superiores ao da geração convencional;

- Diminuição do uso de fontes não renováveis;
- A eletricidade gerada pela GD é de menor custo para o consumidor;
- Contribuição para o desenvolvimento local (social e econômico), devido ao uso de recursos próprios da região na qual está inserida a instalação elétrica; (OLADE, 2011).
- Grande e significativa diminuição do desmatamento;
- Utilização de energia 'verde', não poluente;
- Fonte de geração renovável.
- Economicamente atraente, visto que reduz os custos, adia investimentos em subestações de transformação e em capacidade adicional para transmissão, além de reduzir perdas nas linhas de transmissão e distribuição (HOFF et al., 1996).
- Diversidade de investimentos privados gerados pela GD, geram a ampliação do número de agentes geradores e participantes do setor elétrico, estes distribuídos regionalmente (COGEN, 2013);
- Menor dependência do parque gerador central, mantendo reservas próximas aos centros de carga (COGEN, 2013);
- Agilidade no atendimento necessário pelo crescimento da demanda, inserindo menor prazo e menor complexidade no licenciamento e na liberação para implantação dos projetos (COGEN, 2013);
- Redução dos riscos de planejamento (BARBOSA, 2014);

2.1.3.2. Desvantagens

- Investimento para instalação do sistema GD à rede, que a princípio fica a cargo do seu próprio proprietário (OLADE, 2011);
- Variações da tarifa em função da taxa de utilização da interconexão local, variável de acordo com cada companhia;
- Tempo de payback financeiro ainda bem elevado devido ao custo do sistema;

- Variações na produção de energia do sistema, conforme a fonte energética adotada (INEE, 2016).
- Aumento na complexidade do planejamento e na operação do sistema elétrico;
- Grande complexidade nos procedimentos e realizações de manutenções (INEE, 2016).;
- Impactos gerados pela GD nas redes de distribuição já existentes, como nos níveis de curto circuito, níveis de tensão, fluxo de potência, confiabilidade, ilhamento, harmônicos, entre outros.

2.1.4. Principais Tecnologias da Geração Distribuídas

O uso da GD envolve tecnologias não-renováveis, como microturbinas e motores de combustão interna, e renováveis, como energia eólica e solar. Tecnologias de GD também podem ser classificadas como controláveis e não controláveis, sendo as controláveis caracterizadas por sua habilidade de controlar o suprimento de combustível aos geradores, ou seja, a potência de saída pode ser determinada; já as não controláveis, ocorre quando o operador não consegue determinar a potência de saída, pois esta depende de variáveis, como a velocidade do vento e a densidade do ar para o caso de energia eólica.

O quadro 1 contém as classificações de tecnologias de emprego comum na GD e o quadro 2 é um resumo da lista de tecnologias classificadas como controláveis e não controláveis.

Quadro 1: Classificação das tecnologias da GD.

Tecnologia	Fonte de combustível	Interface	Pequeno < 100 kW	Intermediário 100 kW – 1 MW	Grande >1 MW
Pequenas turbinas a gás	Combustível fóssil e Biogás	Conexão direta			X
Motores recíprocos com geradores síncronos ou de indução	Combustível fóssil e Biogás	Conexão direta	X	X	X
Geotérmico	Renovável	Conexão direta		X	X
PCHs	Renovável	Conexão direta		X	X
Eólica	Renovável	Inversor	X	X	X
Fotovoltaico	Renovável	Inversor	X	X	
Células a combustível	Combustível fóssil e Renovável	Inversor	X	X	X
Solar térmico	Renovável	Conexão direta	X	X	X
Armazenamento em baterias	Rede elétrica	Inversor	X	X	X
Armazenamento em capacitores	Rede elétrica	Inversor	X	X	
Armazenamento em volantes	Rede elétrica	Inversor		X	X
SMES ⁶	Rede elétrica	Inversor		X	X
Micro turbinas	Combustível fóssil	Inversor	X	X	

Fonte: R.W. Beck & Distributes Utilities Associates, 1999

Quadro 2: Tecnologias de GD controláveis e não controláveis

Tecnologia da GD	Controláveis	Não-controláveis
Geradores convencionais baseados em combustíveis fósseis	√	
Microturbinas	√	
Pequenas hidrelétricas (PCH)		√
Energia eólica		√
Energia solar		√
Células a combustível	√	
Usinas geotérmicas	√	

Biomassa	√	
Energia das marés		√
Energia das ondas		√

Fonte: Modificado de REZA, 2006

Em seguida a exibição dos quadros, buscando a realidade na qual estamos presentes, foi feita uma breve apresentação das principais tecnologias de GD.

2.1.4.1. Motores a combustão interna

Os motores de combustão interna têm dominado o mercado de GD por muitos anos devido principalmente ao seu baixo custo, a possibilidade de cogeração elétrica e térmica, confiabilidade e flexibilidade. (Reza, 2006). Além disso, os altos índices relativos de eficiência, entre 30% a 40% ,e os atuais avanços que visam a diminuição da quantidade de poluentes e poluição sonoras, também são responsáveis por essa dominância de mercado.

Essa tecnologia, em sua maioria, está associada à cogeração e é utilizada em centro comerciais, como shoppings center, hospitais e hotéis.

2.1.4.2. Microturbina a gás

Uma microturbina a gás produz energia elétrica na faixa de 25 a 500 kW, ou seja, entre as tecnologias apresentadas nesse artigo, essa é a única que não consegue ultrapassar 1 MW. Tal fator pode ser explicado pelo seu pequeno porte. Geralmente, uma típica microturbina possui um comprimento de 1,2 metros e um peso de 82 quilogramas. A eficiência média dessas turbinas varia em torno de 20%

a 30% (Walter et al., 2000). Seu funcionamento, segundo Kreith e Goswani (2007), baseia-se no fato de que uma porcentagem da energia gerada pela turbina é utilizada para mover o compressor, cuja função é guiar o ar até uma câmara de combustão. Durante esse processo, a pressão do ar aumenta, podendo alcançar 10 bar, e a temperatura é estabilizada na faixa dos 300°C. Dentro dessa câmara, ocorre a mistura do ar comprimido com o gás combustível, e essa mistura sofre um processo de combustão contínua. O gás quente e pressurizado proveniente do combustor se expande através das pás da turbina, transformando energia térmica em energética mecânica. Finalmente, uma fração dessa energia mecânica é transferida ao compressor, que mantém a entrada de ar na turbina, e a outra fração é utilizada para ativar o gerador de alta velocidade, gerando assim energia elétrica. Os resíduos gasóleos são emitidos para a atmosfera ou podem ser utilizados para produção de calor ou visando uma melhora na eficiência energética através de outros processos.

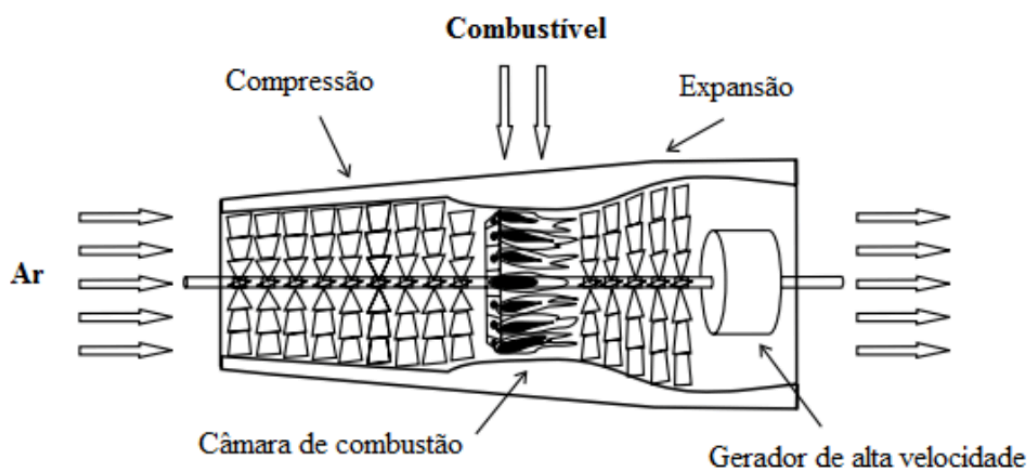


Figura 3: Esquema de funcionamento de uma microturbina a gás. Fonte: Farret; Simões, 2007

2.1.4.3. Células à combustível

A energia proveniente da GD também pode ser gerada por um processo eletroquímico. Um exemplo desse tipo de processo são as chamadas células a

combustível. Essa tecnologia consiste de um elétron positivo (ânodo) e outro negativo (cátodo). Para gerar energia elétrica, um combustível, geralmente o hidrogênio proveniente de combustíveis fósseis, e um oxidante, como o gás oxigênio presente no ar, devem ser fornecidos para o ânodo e o cátodo, respectivamente. Logo, reações eletroquímicas irão resultar em um fluxo de íons, produzindo assim eletricidade.

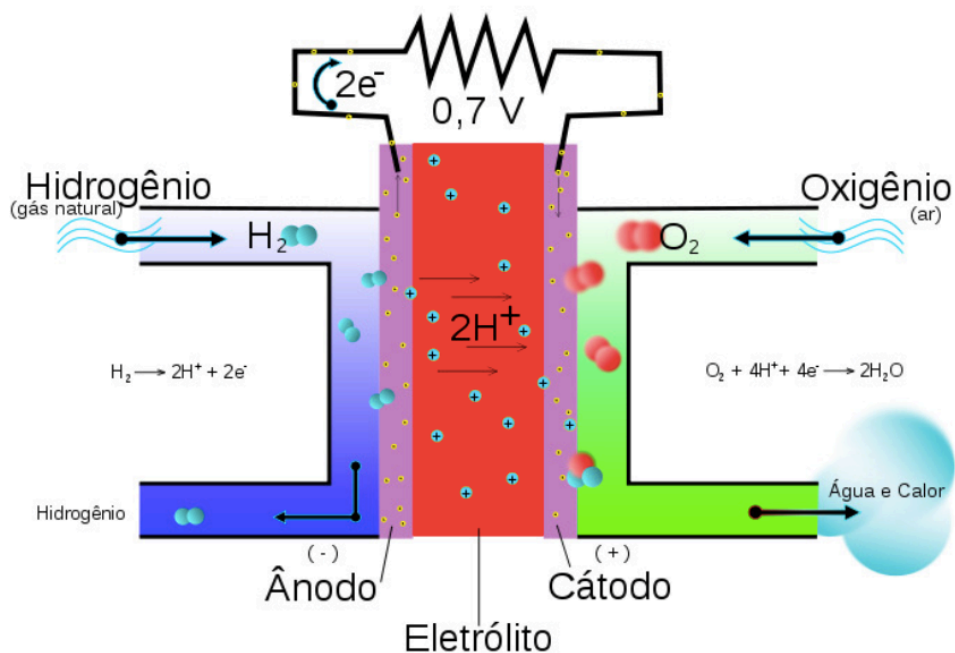


Figura 4: Estrutura típica de um CaC. Fonte: Engenharia e suas engrenagens, 2011.

De acordo com Walter e outros autores (2000), as células a combustível são uma das mais promissoras das tecnologias para GD. Compatibilidade com sistemas modulares, alta eficiência (geralmente na faixa de 40% a 65%), baixo nível de emissões e ruídos e confiabilidade são algumas das características importantes dessa tecnologia. Entretanto, o cenário econômico vem sendo uma barreira devido aos altos custo de capital.

2.1.4.4. Turbina Eólica

Uma turbina eólica gera eletricidade pela extração de energia cinética dos ventos que passam por suas pás. Essa tecnologia está se consolidando na matriz energética brasileira, devido, principalmente, às grandes evoluções operacionais que acarretaram em um declínio do preço de aerogeradores, além de outros fatores, como o custo nulo de seu combustível (vento) e baixo valor monetário de manutenção. Apesar do grande uso de micro aerogeradores como geração distribuída para produzir uma energia livre de emissões, o que vêm aumentando o interesse da implementação de energia eólica é impulsionada principalmente pela produção de energia a larga escala de megawatts. (Van Kuik, 2001).

Como mostrado no quadro 2, esse tipo de energia é classificada como não controlável. A potência mecânica gerada por uma turbina eólica é dada pela fórmula abaixo, levando em consideração que a velocidade do vento precisa estar entre a velocidade mínima requerida pelo aerogerador para que as pás saiam da inércia e a velocidade de cut-off, que é a máxima velocidade suportada pelos aerogeradores.

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_v^2 \quad (1)$$

Na equação 1, P_v denomina a potência de teórica da turbina (W), ρ é a densidade do ar (kgm^{-3}), v_v é a velocidade de vento incidente nas pás (ms^{-1}) e A é a área coberta pelas pás do rotor (m^2). Na prática, ρ e A são valores constantes, logo a potência produzida é caracterizada principalmente por v_v .

Frisa-se, que nessa equação, a potência não é totalmente convertida em energia elétrica, pois a turbina irá defletir uma parte do vento, mesmo antes de chegar ao rotor. Em outras palavras, isso significa que toda energia disponível pelo vento não poderá ser captada pelas turbinas eólicas. Tal acontecimento é explicado

pela lei de Betz (Neto, 2015).

Visando calcular a potência real convertida, seria necessário que tal valor seja multiplicado pelo coeficiente de potência que é dado pela razão entre a potência extraída pela turbina e a potência disponível de vento e, também, pelo rendimento das perdas mecânicas.

Os principais tipos de turbinas eólicas que, atualmente, têm merecido uma maior consideração de estudos acadêmicos são os seguintes :

- Máquinas assíncronas com/sem controle *pitch* (FSIG- *Fixed-Speed Induction Generator*);
- Máquinas síncronas de velocidade variável (DDSG- *Direct Drive Synchronous Generator*)
- Máquinas assíncronas duplamente alimentadas (DFIG- *Doubly-Fed Induction Generator*);

As turbinas FSIG utilizam um ou dois geradores de indução assíncronos do tipo gaiola de esquilo, ou um gerador de indução de pólos comutáveis, que visam a conversão de energia mecânica em eletricidade. O escorregamento do gerador varia levemente, dependendo da quantidade de energia gerada, e por isso sua velocidade síncrona não é completamente constante. Entretanto, esse tipo de turbina é referida como uma turbina de velocidade fixa porque sua variação de velocidade está na ordem de 1%. Atualmente, o design de velocidade constante é, geralmente, combinado com um controle de potência aerodinâmica. As vantagens desse tipo de turbina são sua simples construção, seu reduzido valor econômico, sua robustez e sua durabilidade. Por outro lado, ela experimenta tensões mecânicas em seu trem de tração, além de não poderem entregar uma potência de saída estável para a rede, devido a falta de eletrônica de potência, ou contribuírem com a potência reativa, que é uma característica fundamental para a estabilidade de tensão (Marques, Jeferson, 2004).

As máquinas síncronas de velocidade variável utilizam um gerador síncrono de pólos salientes com rotor bobinado (GSRB). Devido à possibilidade de

construção dessas turbinas em alta potência e com elevado número de pólos, este tipo é suficientemente adequadas para aplicações conectadas a rede elétrica. O GRSB é, preferencialmente, alimentado por meio de um conversor de potência, projetado para a potência nominal do aerogerador. As vantagens desse modelo de turbina são sua operação em velocidades altas e variáveis, a eliminação da caixa de engrenagem, o que diminui os custos, e a facilidade de conectá-la na rede elétrica. Entre as desvantagens, pode-se listar, o elevado diâmetro e, conseqüentemente, a elevada massa do gerador necessário para incorporar um grande número de pólos, a necessidade de um conversor complementar para excitar o gerador e o elevado custo financeiro para obtenção do conversor de potência e dos geradores. (Marques, Jeferson, 2004).

As turbinas DFIG utilizam máquinas assíncronas duplamente alimentadas ao invés de geradores de indução do tipo gaiola de esquilo. Assim como as turbinas FSIG, elas necessitam de uma *gearbox* para funcionamento. O enrolamento do estator do gerador é acoplado à rede, e o enrolamento do rotor é vinculado a um conversor de eletrônica de potência, que é normalmente um conversor de fonte de tensão (VSC) em conexão *back-to-back*. Por meio da utilização deste equipamento, as frequências elétricas e mecânicas do rotor são dissociadas, pois o conversor eletrônico compensa a diferença entre as frequências via o fornecimento de uma tensão de rotor com uma frequência variável. Logo, nesse sentido, a operação em velocidade variável torna-se possível. A velocidade do rotor é controlada pela regulação da diferença entre a potência mecânica de entrada e a potência de saída do gerador. Além do mais, nesse tipo de sistema de conversão, o controle necessário da alimentação aerodinâmica é, regularmente, alcançado por meio do controle do passo das pás (Marques, Jeferson, 2004).

Embora as turbinas de velocidade variável terem sido projetadas para extrair mais energia dos ventos do que àquelas com velocidade fixa, a sua velocidade variável de operação é essencial para minimizar as tensões mecânicas no sistema da turbina. Os conversores em DFIGs são apenas uma fração da potência nominal da turbina, e podem ser utilizados para o controle da potência ativa e reativa.

Ademais, essas turbinas podem contribuir para a estabilidade de ângulo de rotor e controle de frequência, caso sua potência ativa e reativa forem controladas (Castellanos, 2006).

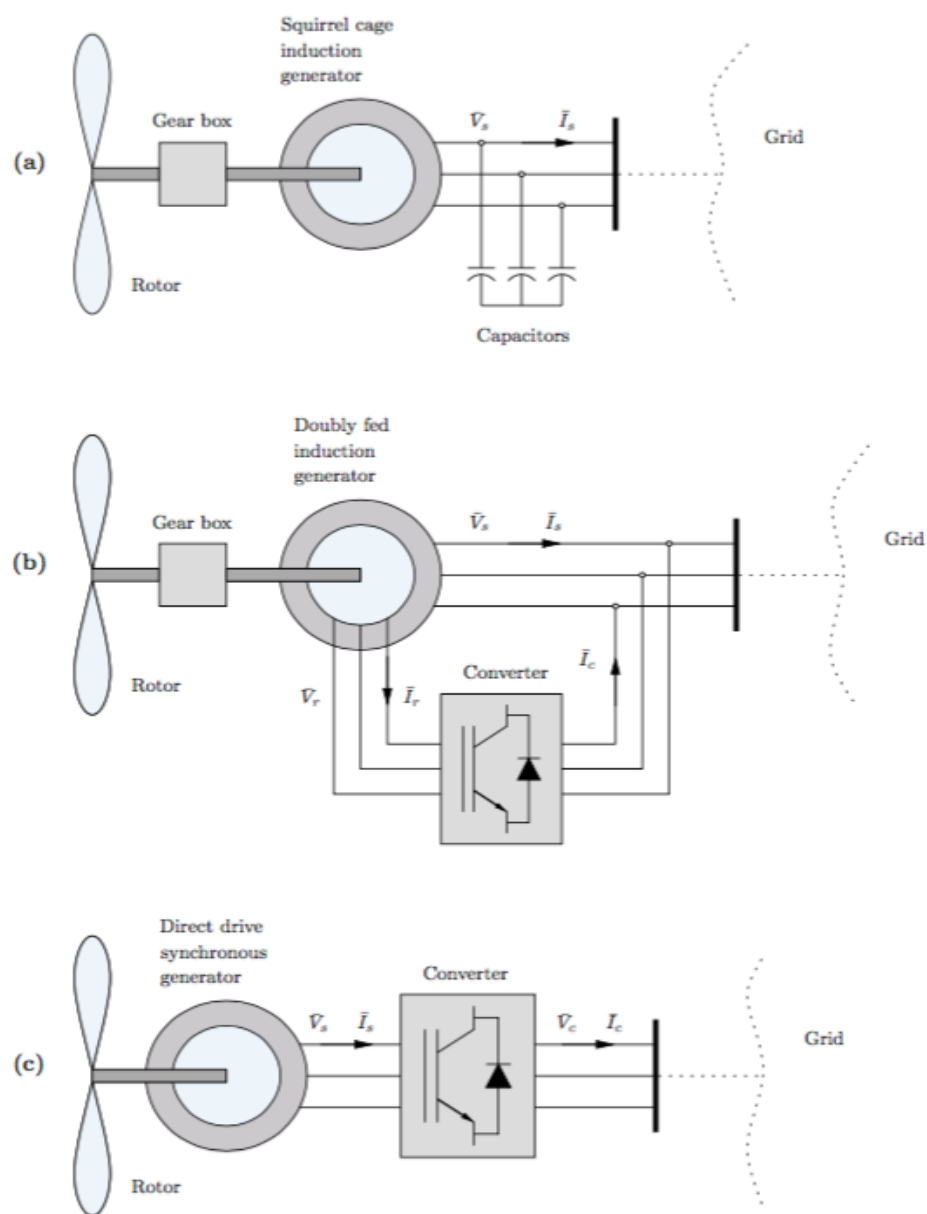


Figura 5: Modelos de aerogeradores Fonte: PSAT Manual 1.3.3, 2005.

2.1.4.5. Célula Fotovoltaica

A geração de energia solar, a partir de painéis formados por células fotovoltaicas, consiste na conversão de radiação solar em eletricidade. Além de produzir energia limpa, quando em funcionamento, os painéis fotovoltaicos produzem praticamente nenhum ruído (Patel, 1999).

O princípio de funcionamento das células fotovoltaicas, fabricadas por materiais semicondutores, sendo o mais comum o silício, consiste na transformação do raio solar incidente na célula em eletricidade. A luz solar é pura energia, composta de pequenos elementos denominados fótons. Quando os fótons atingem a célula fotovoltaica, parte deles é absorvida. Esses fótons despertam os elétrons do material semicondutor, gerando assim eletricidade (América do Sol, 2016).

Essa tecnologia vem crescendo cada vez mais na matriz energética brasileira. Esse crescimento decorre do grande potencial solar existente no território; da evolução acerca de sua tecnologia, o que vem gerando quedas de preço para sua utilização; dos programas incentivadores para uso de tal tecnologia como o Programa de Desenvolvimento de Geração de Energia (ProGD) promovido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) (MME, 2016). Tal crescimento pode ser mensurado na Figura 6.

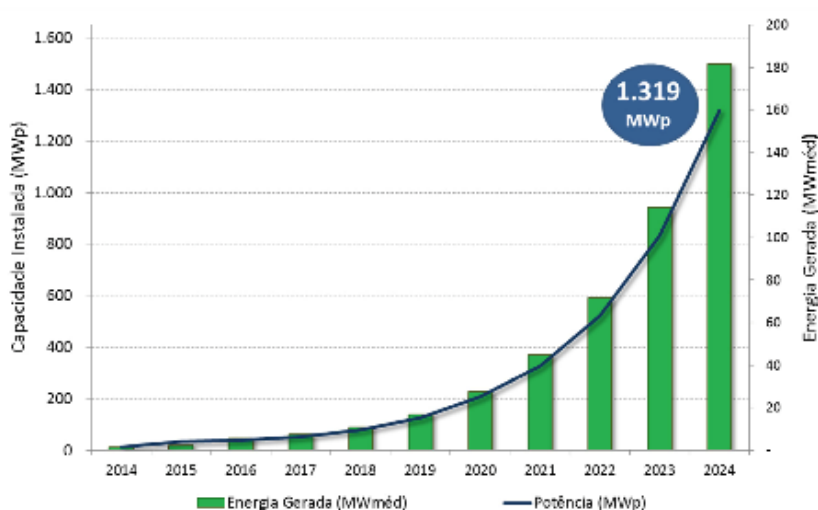


Figura 6: Evolução de capacidade instalada e energia solar gerada. Fonte: EPE, 2014

A eletricidade gerada pelas células se encontra em corrente contínua, a qual pode ser diretamente armazenada em banco de baterias. Já para sistemas conectados à rede, a energia gerada precisa passar por um equipamento chamado inversor, que irá converter a corrente contínua em alternada e estabelecer as características necessárias para atender as condições impostas pela rede elétrica pública. Assim, a energia não consumida pode ser enviada para rede.

2.2. ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

2.2.1. Estabilidade do Sistema Elétrico de Potência

O balanço entre o suprimento de eletricidade e a demanda em qualquer período de tempo, incluindo as perdas, é a principal função de um Sistema Elétrico de Potência (SEP). Este sistema, se for projetado adequadamente, será capaz de manter esse balanço em condições normais (estado estacionário) ou após distúrbios na rede elétrica.

Um SEP é sempre dinâmico, pois as demandas ativas e reativas estão sempre em mudança, mesmo que o SEP esteja em estado estacionário. Logo, visando a confiabilidade de um sistema, é necessário que este seja capaz de permanecer em um estado de equilíbrio ou atingir esse estado após ser submetido a algum tipo de distúrbio. Essa propriedade é conhecida como estabilidade, também definida como a capacidade de manutenção e recuperação do equilíbrio do sistema após sofrer perturbações (KUNDUR, 1994). A estabilidade desses sistemas está diretamente ligada ao comportamento dinâmico das máquinas síncronas em manterem seu sincronismo no decorrer de condições transitórias, que podem ser ocasionadas por diferentes distúrbios (KUNDUR, 1994).

As perturbações no SEP podem ser oriundas de diversos fatores. Esses distúrbios podem ser desde pequenas variações de carga até perdas de linhas de

transmissão. A figura 7 classifica os tipos de estabilidade em categorias de acordo com o tipo, a intensidade das perturbações e o tempo de recuperação do SEP.

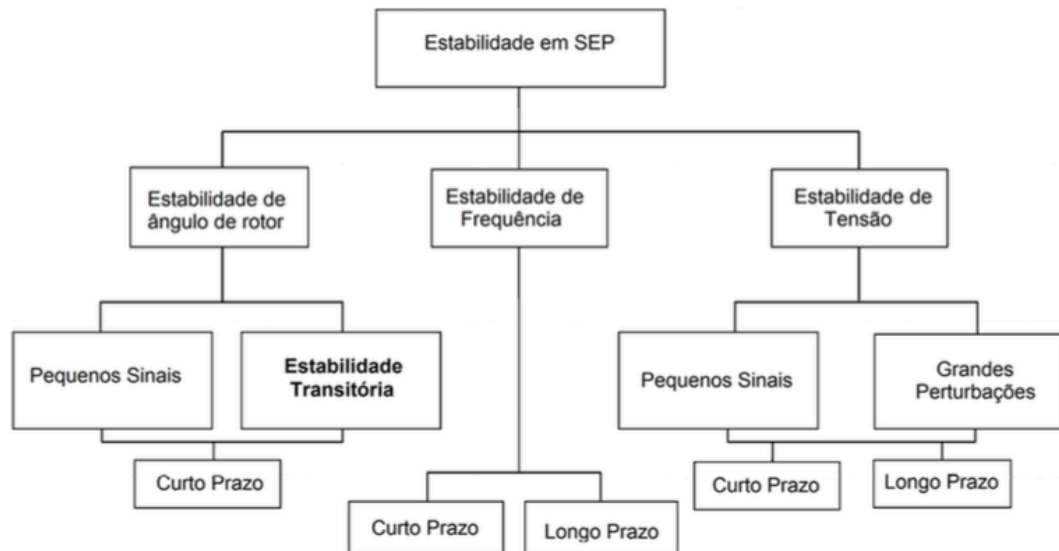


Figura 7: Fluxograma da estabilidade do SEP. Fonte: Modificado de REZA, 2006

2.2.1.1. Estabilidade de Tensão

De acordo com Kundur (1994):

A Estabilidade de Tensão é a capacidade do sistema manter tensões aceitáveis em todos os barramentos do sistema, estando este a ser explorado em condições normais e após estar sujeito a alterações.

Grandes perturbações podem acarretar em uma instabilidade de tensão ou colapso de tensão, que podem ser caracterizados por uma queda de tensão

progressiva e irreversível, sendo associada, geralmente, à falta de suporte de potência reativa em extremos casos de carregamento. (KUNDUR, 1994). Se não corrigida, tal instabilidade pode ocasionar em um enorme prejuízo financeiro como o grande blecaute de 2003 nos EUA e no Canadá (REZA, 2003). A análise deste tipo de estabilidade não será o foco deste trabalho.

2.2.1.2. Estabilidade de Frequência

Estabilidade de frequência é a propensão de um SEP manter sua frequência estável, após desequilíbrios entre carga e produção ocasionados por distúrbios e perturbações relevantes. A restauração ou manutenção do equilíbrio, com o menor deslastre de cargas possível, dependerá da capacidade desse sistema (BARBOSA, 2013).

A falta dessa estabilidade pode resultar na divisão do sistema, sobrecargas na linha e desligamento de geradores. Este tipo de estabilidade não é classificado entre grande ou pequena perturbação, por não se enquadrar em nenhum desses parâmetros. Antagônico aos demais tipos de estabilidade, como a de ângulo do rotor, a estabilidade de frequência somente pode ser determinada através da análise de sistemas globais, ou análises individuais de cada subsistema (REZA, 2006). Tal estabilidade não será o foco de nosso estudo.

2.2.1.3. Estabilidade Ângulo do Rotor

Estabilidade de ângulo rotor é a capacidade de máquinas síncronas interconectadas, em um SEP, de permanecerem em sincronismo mesmo após a ocorrência de uma perturbação ou sobre condições de operação normais. Uma perda de sincronismo pode ser causada pela instabilidade oriunda de um aumento de oscilações de alguns geradores síncronos (REZA, 2006).

Esta estabilidade será o foco de abordagem deste trabalho. Ou seja, iremos abordar a resposta do sistema que sofrem grandes desvios nos ângulos dos rotores síncronos, e isso será influenciado por relações não lineares de ângulo-potência, diferindo assim, de pequenos sinais que podem ser analisados através de equações de sistema lineares (REZA, 2006) e (KUNDUR, 1994)

2.2.2. Dinâmica de Funcionamento Máquinas Síncronas

Uma máquina síncrona é composta basicamente por três componentes:

- **Carcaça:** área mais externa do motor, função basicamente de suporte mecânico e proteção dos demais componentes do motor, em sua maioria não é atravessado por fluxo magnético;
- **Estator:** primeiro componente após a carcaça, é composto de chapas dotadas de ranhuras onde se encontram o enrolamento do estator, por possuir características magnéticas de grande permeabilidade, diminui a dispersão do fluxo e concentra este no seu entreferro;
- **Rotor:** em sua grande maioria são de dois tipos, os de polos lisos e os de polos salientes, estes também são compostos por chapas laminadas em geral de material semelhante ao estator, possui bobinas e por ser localizado sobre um núcleo magnético, gira assim que criado um campo magnético, tanto por imas ou por passagem por outro conjunto de bobinas estáticas, no caso as formadoras do estator (JORDÃO,2013).

Podemos observar uma representação desses componentes na figura 8.

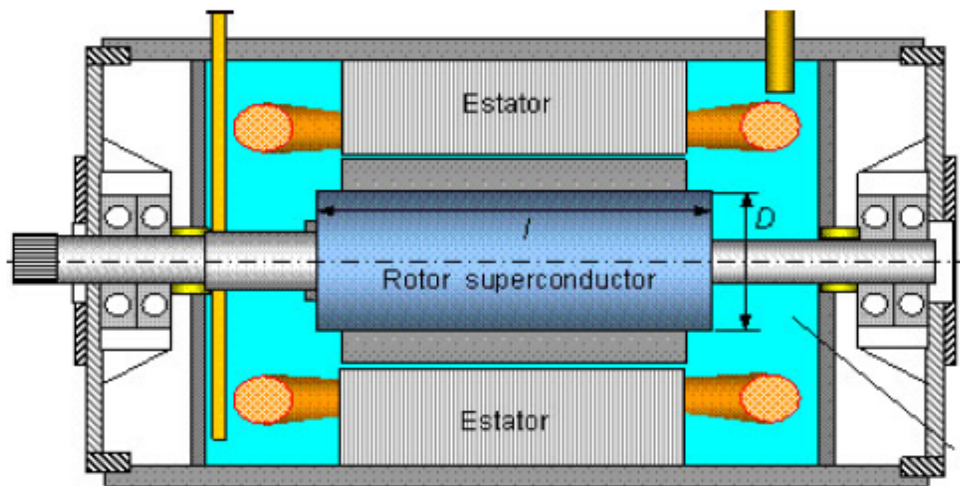


Figura 8: Componentes Máquina Síncrona. Fonte: Modificado JORDÃO, 1990

2.2.2.1 Equação de Oscilação da Máquina Síncrona

A equação que rege o movimento rotórico de máquinas síncronas é baseada no princípio elementar da dinâmica que afirma, que quando se tem uma diferença entre os valores de torque que agem no rotor (torque mecânico e eletromagnético), o torque de aceleração ou desaceleração (REZA, 2006), desconsiderando perdas, de acordo com Reza (2006) será:

$$T_a = T_m - T_e \quad (2)$$

Em que, T_a é o torque de aceleração (N.m), T_m é o torque mecânico (N.m) e T_e é o torque eletromagnético (N.m). Nesta equação, T_m e T_e serão positivos para geradores e negativo para motores. O T_a também pode ser descrito como a multiplicação do momento de inércia do rotor pela sua aceleração angular.

$$T_a = J * \frac{d^2\theta_m}{dt^2} \quad (3)$$

Em que, J é o momento de inércia do rotor (kg.m^2), t é tempo (s) e θ_m é o deslocamento angular do rotor em relação a um referencial fixo (rad).

Para uma máquina trabalhar em sincronismo ou em regime permanente, T_a tem que ser nulo (REZA, 2006). Então, para isso T_e tem que ser igual a T_m . O deslocamento angular do rotor pode ser reescrito em função da velocidade síncrona relacionada a um referencial fixo (ω_{sm}), logo:

$$\theta_m = \omega_{sm} * t + \delta_m \quad (4)$$

Derivando ambos os lados por $\frac{d}{dt}$, obtém – se:

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (5)$$

Em que, δ_m é o deslocamento angular do rotor em relação a uma rotação ou velocidade síncrona, como mostrado na figura 9.

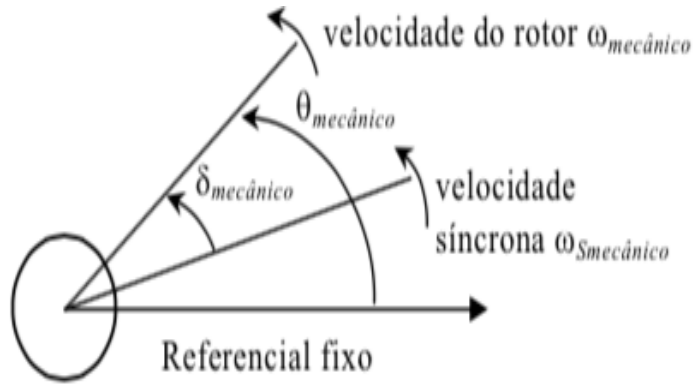


Figura 9: Rotor da máquina síncrona. Fonte: BORGES, 2005

A velocidade do rotor (ω_m) pode ser descrita como $\frac{d\theta_m}{dt}$. Logo a equação (5) significa que a velocidade do rotor é igual a soma da velocidade síncrona do rotor com o deslocamento angular do rotor em relação a uma rotação ou velocidade síncrona. Caso derivarmos ambos os lados desta equação em função do tempo, se tem:

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (6)$$

Ou seja, a aceleração de deslocamento angular do rotor relacionado a um referencial fixo será igual a aceleração de deslocamento angular do rotor em relação a velocidade síncrona.

A partir do exposto na equação (3) e o definido na equação (6), infere-se que:

$$T_a = J * \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = T_m - T_e \quad (7)$$

Multiplicando ambos os lados da equação por ω_m , e sabendo que potência (P) é igual ao torque (T) multiplicado pela velocidade angular (ω), obtem - se a seguinte equação:

$$P_a = M * \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (8)$$

M ($J \cdot \omega$) é definido como sendo o resultado da multiplicação de ω_m e J (momento de inércia), e é denominado constante de inércia da máquina. P_a , P_m e P_e são, respectivamente, a potência de aceleração, potência mecânica e potência elétrica.

Entretanto, os fabricantes deste tipo de máquina fornecem os dados em relação a constante H, pois assim se reduz a quantidade de valores tabelados. Define-se H como sendo a razão entre a energia cinética armazenada no rotor na velocidade síncrona pela potência elétrica aparente nominal (S).

$$H = \frac{J * \omega_{sm}^2}{2 * S} = \frac{M * \omega_{sm}}{2 * S} \quad (9)$$

Isolando o M,

$$M = \frac{2 * H * S}{\omega_{sm}} \quad (10)$$

Substituindo o valor de M na equação (8), se obtém:

$$P_a = \frac{2 \cdot H \cdot S}{\omega_{sm}} * \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} \quad (11)$$

O próximo passo é colocar a equação (11) em pu (por unidade). Para isso, dividimos ambos os lados pela potência elétrica aparente nominal.

$$P_a = \frac{2 \cdot H}{\omega_{sm}} * \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} \quad (pu) \quad (12)$$

Nota-se que na equação (12), δ_m e ω_{sm} são expressos em relação a velocidade mecânica. De acordo com Borges (2005), podemos relacionar a velocidade síncrona do rotor com a velocidade angular mecânica e o ângulo elétrico com o ângulo mecânico através das seguintes fórmulas:

$$\omega_s = (p/2) * \omega_{sm} \quad (13)$$

$$\delta = (p/2) * \delta_m \quad (14)$$

Finalmente, substituindo as equações (13) e (14) na (12), obtemos a equação de oscilação

$$P_a = P_m - P_e = \frac{2 \cdot H}{\omega_s} * \frac{d^2 \delta}{dt^2} \quad (15)$$

Em que, H é a constante das máquinas que pode ser dado em MJ/MVA ou em segundos, ω_s é o resultado da multiplicação de $2\pi f$ ($rad_{elétricos}/s$), δ está em $rad_{elétricos}$ e P_a está em pu da base da máquina.

Esta equação é fundamental no estudo estabilidade pois ela governa a rotação dinâmica de máquinas síncronas. Através dela, pode-se plotar gráficos conhecidos como gráfico de curvas de oscilações. O comportamento dinâmico de uma máquina síncrona pode ser descrito pela equação de oscilação e pelo seu gráfico de oscilações, sendo necessário o conhecimento das condições iniciais de velocidade e ângulo (BORGES, 2005). O gráfico de oscilações é em função de delta (δ) pelo tempo, como observado na figura 10.

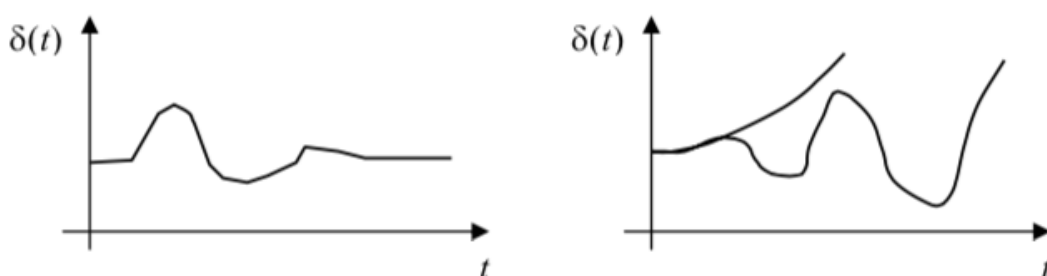


Figura 10: Curvas de Oscilação. Fonte: Borges, 2005

2.2.2.2. Equação Potência-Ângulo

Outra importante equação para o estudo da estabilidade transitória é a equação de potência-ângulo. Ao usar a equação de oscilações, sabemos que H e ω_s são fatores conhecidos de um motor síncrono, enquanto δ é ditado pela potência mecânica (P_m) e elétrica (P_e). P_m pode ser assumido como um valor constante durante um distúrbio transiente, devido às características do motor primário e dos controladores, e também, pelo fato de que variações na rede elétrica reagem quase que instantaneamente sob perturbações, ou seja, muito mais rápido que qualquer reação na turbina, em consequência da elevada massa dos rotores (REZA, 2006). Portanto, a perturbação só está na potência elétrica.

Para inicializar a dedução da equação potência-ângulo, faz-se necessário uma representação dos sistemas e das máquinas síncronas. Tal sistema será composto de dois geradores conectados ao sistema, sendo este considerado um barramento infinito.

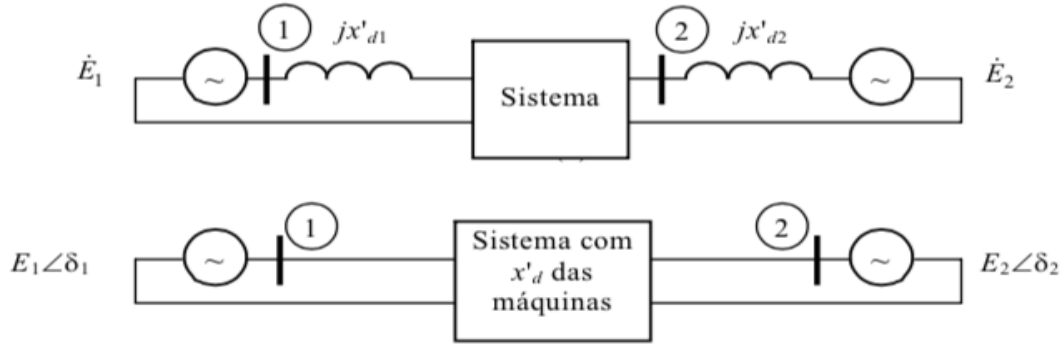


Figura 11: Sistema e Máquinas. Fonte: Modificado REZA, 2006

A matriz de admitância, que representa a linha de transmissão entre as barras, será

$$Y_{barra} = \begin{bmatrix} |Y_{11}| \angle \theta_{11} & |Y_{12}| \angle \theta_{12} \\ |Y_{21}| \angle \theta_{21} & |Y_{22}| \angle \theta_{22} \end{bmatrix} \quad (16)$$

A equação potência-ângulo é deduzida a partir da equação de fluxo de potência:

$$P_k = V_k * \sum_{m=1}^n V_m * [G_{km} * \cos(\theta_{km}) + B_{km} * \sin(\theta_{km})] \quad (17)$$

Aplicando-a para a barra 1, chega-se ao seguinte resultado:

$$P_1 = E_1^2 * G_{11} + E_1 * E_2 * G_{12} * \cos(\delta_{12}) + E_1 * E_2 * B_{12} * \sin(\delta_{12}) \quad (18)$$

Como,

$$Y_{12} = G_{12} + jB_{12} = |Y|_{12} * \cos(\theta_{12}) + j|Y|_{12} * \sin(\theta_{12}) \quad (19)$$

$$\therefore G_{12} = |Y|_{12} * \cos(\theta_{12}) \quad (20)$$

$$\therefore B_{12} = |Y|_{12} * \sin(\theta_{12}) \quad (21)$$

Logo, substituindo-se os valores de G_{12} e B_{12} na equação (18),

$$P_1 = E_1^2 * G_{11} + E_1 * E_2 * |Y|_{12} * \cos(\theta_{12}) * \cos(\delta_{12}) + E_1 * E_2 * |Y|_{12} * \sin(\theta_{12}) * \sin(\delta_{12}) \quad (22)$$

Aplicando a regra do fator em evidência, obtêm-se:

$$P_1 = E_1^2 * G_{11} + E_1 * E_2 * |Y|_{12} * (\cos(\theta_{12}) * \cos(\delta_{12}) + \sin(\theta_{12}) * \sin(\delta_{12})) \quad (23)$$

Sabendo-se da seguinte propriedade trigonométrica, $\cos(a - b) = \cos(a) * \sin(b)$

$\cos(b) + \sin(a) * \sin(b)$, pode-se fazer uma simplificação da equação (23):

$$P_1 = E_1^2 * G_{11} + E_1 * E_2 * |Y|_{12} * (\cos(\delta_{12}) - \cos(\theta_{12})) \quad (24)$$

$$\text{Como } \theta_{12} = \gamma_{12} + \frac{\pi}{2},$$

$$\therefore \cos(\delta_{12}) - \cos(\theta_{12}) = \cos(\delta_{12} - \gamma_{12} - \frac{\pi}{2}) = \sin(\delta_{12} - \gamma_{12}) \quad (25)$$

Finalmente, a potência elétrica de saída do gerador de alimentação será:

$$P_e = P_{constante} + P_{max} * \sin(\delta_{12} - \gamma_{12})$$

Ou,

$$P_e = P_{constante} + P_{max} * \sin(\delta - \gamma) \quad (26)$$

Onde,

$$P_{constante} = E_1^2 * G_{11} \quad (27)$$

$$P_{max} = E_1 * E_2 * |Y_{12}| \quad (28)$$

$$\delta = \delta_{12} = \delta_1 - \delta_2 \quad (29)$$

Lembrando-se que δ é o deslocamento angular do rotor a partir de um eixo de referência associado com a tensão interna transiente E_1 e E_2 . Segue abaixo um gráfico de potência-ângulo.

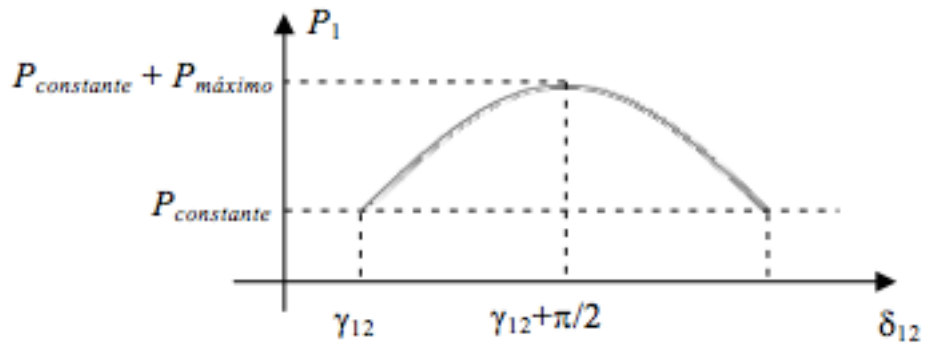


Figura 12: Gráfico Potência-Ângulo. Fonte: BORGES, 2005.

Caso a resistência do sistema seja negligenciada, ou seja, considerar somente as reatâncias, têm-se que:

$$G_{11} = 0$$

$$\therefore P_{constante} = 0 \quad (30)$$

$$\therefore P_e = P_{max} \sin \delta \quad (31)$$

$$\therefore P_e = E_1 * E_2 * |Y_{12}| * \sin \delta \quad (32)$$

Como o sistema de transmissão é somente reativo, têm-se:

$$|Y_{12}| = \frac{1}{x_{12}} \quad (33)$$

Em que x_{12} é a reatância de transferência entre as barras 1 e 2. Logo, a fórmula reduzida da equação potência-ângulo, para o caso em que o sistema é composto apenas por reatâncias será:

$$\therefore P_e = \frac{E_1 * E_2}{x_{12}} \sin \delta \quad (34)$$

2.2.3. Métodos Diretos

O método direto consiste em simplificações para solucionar problemas relacionados à estabilidade transitória de sistemas elétricos. Esses se subdividem no Critério de Áreas Iguais e no Método de Liapunov. Neste trabalho, será feita uma abordagem somente ao critério de áreas iguais.

2.2.3.1. Critério de Áreas Iguais

A análise de estabilidade transitória é o tratamento de grandes e severas perturbações em sistemas de multimáquinas e com complexidade elevada. Um dos métodos que visa solucionar o problema da estabilidade transitória é a simplificação, ou seja, gerar modelos mais simples e fáceis que produzam soluções satisfatórias, como o modelo de máquina -barra infinita e o modelo de duas máquinas (COSTA e

SILVA, 2000). Por meio desses, é possível analisar o comportamento da estabilidade do ângulo do rotor, após as primeiras oscilações. Logo, uma ferramenta gráfica bastante simples, porém eficaz, é conhecido como critério de áreas iguais (COSTA e SILVA, 2000), em que esse método gráfico baseia-se em algumas hipóteses, sendo que algumas já foram introduzidas anteriormente:

- As máquinas têm a potência mecânica de entrada constante;
- As máquinas síncronas são representadas com tensão constantes atrás de sua reatância transitória, pois após sofrerem os primeiros efeitos do curto, a corrente de campo tem grande elevação para contrabalancear o efeito desmagnetizante. Em contrapartida, a tensão começa a sofrer baixa. Com isso os reguladores de tensão começam a exercer seu papel, ou seja, evitando a queda de tensão. Por tais motivos podemos considerar a tensão constante. (COSTA e SILVA, 2000).
- Assim como outras fontes de amortecimento, o amortecimento das máquinas é desconsiderado.

Portanto, baseando-se no comportamento das primeiras oscilações e nas hipóteses acima, pode-se aplicar o critério de áreas iguais para o modelo de máquina-barra infinita e para o modelo de duas máquinas finitas para encontrar o tempo crítico de atuação do sistema de segurança e o ângulo crítico de oscilações dos rotores (BARBOSA, 2013).

Logo, levando em consideração a equação de oscilação e a figura 13, infere-se as seguintes fórmulas:

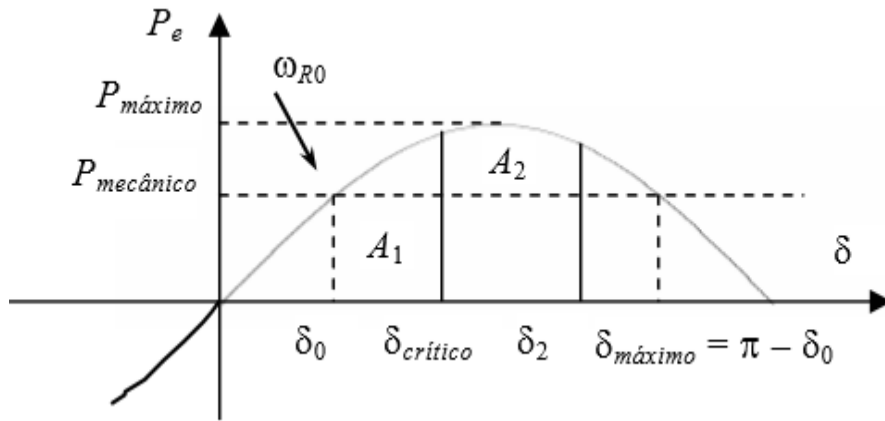


Figura 13: Critério de áreas iguais. Fonte: BORGES, 2005.

$$P_a = (P_m - P_e)$$

$$(P_m - P_e) = \frac{2 * H}{\omega_s} * \frac{d^2 \delta}{dt^2}$$

Em que, ω_R é a velocidade do rotor em relação a velocidade síncrona, ω é a velocidade do rotor e ω_s é a velocidade síncrona, portanto, $\omega_R = \omega - \omega_s = \frac{d\delta}{dt}$. A partir disso, multiplicando o setor direito da equação de oscilação (15) por ω_R e o setor esquerdo por $\frac{d\delta}{dt}$, e aferindo-se que $\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{d\omega_R}{dt}$, têm-se:

$$(P_m - P_e) * \frac{d\delta}{dt} = \frac{2 * H}{\omega_s} * \omega_R * \frac{d\omega_R}{dt}$$

$$(P_m - P_e) * d\delta = \frac{H}{\omega_s} * d\omega_R^2 \quad (35)$$

Integrando ambos lados da igualdade da equação (35), obtêm-se:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_2} (P_m - P_e) * d\delta = \frac{H}{\omega_s} * \int_{\omega_{R0}}^{\omega_{R2}} d\omega_R^2$$

$$\int_{\delta_0}^{\delta_2} (P_m - P_e) * d\delta = \frac{H}{\omega_s} * (\omega_{R2}^2 - \omega_{R0}^2) \quad (36)$$

Considerando que a velocidade do rotor será síncrona tanto em δ_0 (ângulo rotórico inicial) e em δ_2 , pode-se inferir que $\omega = \omega_s$ $\omega_{R0} = \omega_{R2} = 0$. Portanto:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_2} (P_m - P_e) * d\delta = 0 \quad (37)$$

A equação (37) exemplifica o critério de áreas iguais, o qual pode ser aplicado a qualquer dois pontos em que a velocidade do rotor seja igual a velocidade síncrona. Com isso, e partindo da figura 13, ao se integrar a equação (37), encontra-se as equações referentes as áreas A1 e A2 representadas:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{critico}} (P_m - P_e) d\delta + \int_{\delta_{critico}}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta = 0$$

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{critico}} (P_m - P_e) d\delta = - \int_{\delta_{critico}}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta \quad (38)$$

Onde,

$$A1 = \int_{\delta_0}^{\delta_{critico}} (P_m - P_e) d\delta \quad (39)$$

E

$$A2 = - \int_{\delta_{critico}}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta \quad (40)$$

Portanto,

$$|A1|=|A2| \quad (41)$$

No critério das áreas iguais, a área A1 representa a energia de aceleração e a área A2 representa a energia de desaceleração, em que essas tendem a serem iguais visando a estabilidade do sistema. Fisicamente, esse critério expressa que o rotor deve ser capaz de devolver ao sistema toda a energia absorvida durante a aceleração da máquina (BARBOSA, 2013).

2.2.3.1.1. Ângulo crítico pelo critério de áreas iguais

O ângulo crítico é o valor máximo que o ângulo de carga pode atingir durante a atuação da proteção. Essa proteção será ativada para a manutenção da estabilidade do sistema após a retirada da linha que apresenta defeito ou falha. Caso no momento de atuação da proteção, o ângulo de carga já for maior que o ângulo crítico, a instabilidade já estará presente no sistema (REZA,2006).

Para inferir as fórmulas subsequentes, utilizam-se duas considerações de ambiente. O primeiro será a premissa de que $P_e = 0$ durante a falha, e o outro é a utilização de $P_e \neq 0$. Ambas premissas geram equações diferentes para o tempo crítico e o ângulo crítico, como observa-se abaixo. Além do mais, para obtenção das equações, utilizou-se a literatura de Borges (2005).

Ângulo crítico ($Pe = 0$):

$$\delta_{critico} = \cos^{-1}\{sen(\delta_0) * (\pi - 2 * \delta_0) - \cos(\delta_0)\} \quad (42)$$

Ângulo crítico ($Pe \neq 0$):

$$\delta_{critico} = \cos^{-1} \left\{ \frac{\left[\left(\frac{Pm}{Pmax} \right) * (\delta_{max} - \delta_0) + r_2 * \cos(\delta_{max}) - r_1 * \cos(\delta_0) \right]}{r_2 - r_1} \right\} \quad (43)$$

$$\delta_{max} = 180^\circ - \delta_1 \rightarrow r_2 * P_{max} * sen(\delta_1) = Pm$$

$$Pm = Pmax * sen(\delta_0)$$

2.2.3.1.2. Tempo crítico pelo critério de áreas iguais

O tempo crítico é o tempo em que a proteção é ativada e o tempo em que se retira a linha com falta. Caso esse tempo for extrapolado, o sistema perde sua estabilidade (BARBOSA, 2013). Estes tempos críticos são utilizados, por exemplo, pelos engenheiros de proteção para especificação de relés e disjuntores, proteção, para manter estabilidade do sistema, então o cálculo desde se tornam essenciais. Em geral, o cálculo do tempo crítico a partir do conhecimento de δ_0 requer a integração numérica das equações de oscilação da máquina e, só é possível quando se tem o $\delta_{critico}$ com a consideração de $Pe = 0$:

$$t_{critico} = \sqrt[2]{\frac{(\delta_{critico} - \delta_0) * 4 * H}{P_m * \omega_s}} \text{ segundos} , \text{ com os ângulos em radianos.}$$

Já no cenário onde se obtém o $\delta_{critico}$ com o $Pe \neq 0$ não é possível

determinação fórmula analítica do tempo crítico. Fazendo se necessária o seu estabelecimento por outros métodos.

2.2.4. Modelo Multi-Máquinas

O modelo de multi-máquinas é aplicado para qualquer número de máquinas. Nesse caso, não se pode assumir que existam máquinas ou sistemas que possam ser considerados barramentos infinitos, aumentando assim a complexidade na análise transitória (BORGES, 2005). Para solucionar por esse modelo, faz-se necessário adotar algumas hipóteses visando simplificar o problema. Esse modelo simplificado é encontrado nas bibliografias como modelo clássico de estabilidade, e este segue as seguintes hipóteses:

- A P_m é considerada constante durante o período analisado;
- A potência de amortecimento é nula;
- O modelo de máquina síncrona consiste em uma fonte de tensão de magnitude constante em série com uma reatância do eixo direto (x_d').
- $\vec{E} = E \angle \theta$, ou seja, o ângulo de fase de tensão interna coincide com a posição angular do rotor;
- A impedância das cargas é constante calculadas através do sistema pré-falta;
- Regime permanente.

Logo, o SEP, no modelo multi-máquinas, é um sistema composto de N geradores, M barras e por uma rede de transmissão, cuja admitância é dada pela matriz de admitância Y_{barra} . Primeiramente, precisa-se encontrar os valores da tensão (V), da potência reativa (Q), da potência ativa (P) e do ângulo θ em cada barra que serão obtidos pela solução de fluxo de potência no período que antecede a falta. Após isso, realiza-se o cálculo da tensão interna das máquinas (\vec{E}) pela

fórmula 43, desconsiderando as resistências de armadura dos geradores.

$$E = \dot{V}_t + jx_d' * \dot{I} \quad (44)$$

Sendo que,

$$\dot{S} = \dot{V} * \dot{I}^* \quad (45)$$

$$\dot{I} = \frac{\dot{S}^*}{\dot{V}^*} = \frac{P-jQ}{\dot{V}_t^*} \quad (46)$$

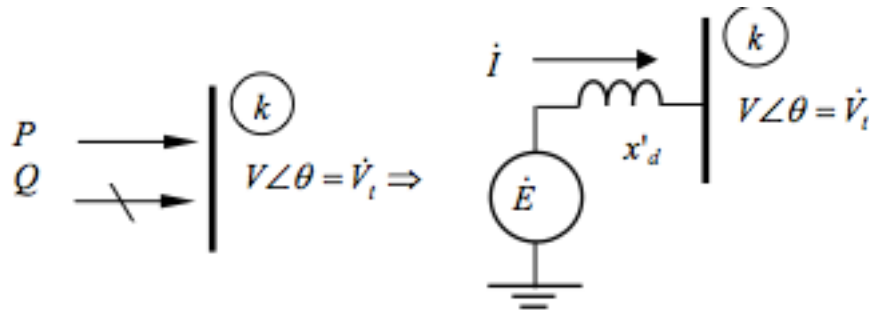


Figura 14: Tensão interna das máquinas. Fonte: BORGES, 2005

Após isso, faz-se necessário a conversão das cargas, que estão modeladas por uma potência constante, para o modelo de impedância constante como mostrado na figura 15 abaixo:

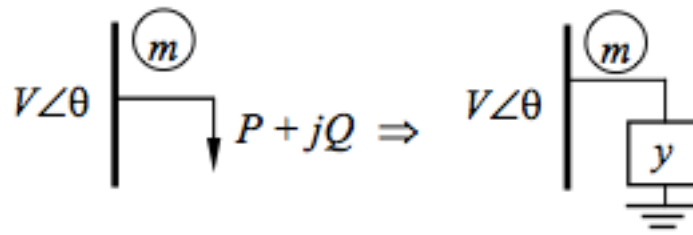


Figura 15: Conversão modelo máquina para impedância constante. Fonte: REZA, 2006.

Todas as cargas são convertidas para uma admitância equivalente utilizando a seguinte relação:

$$Y_i = \frac{P_i - jQ_i}{|V_i|^2} \quad (47)$$

Em que $P_i - jQ_i$ é a potência de carga no barramento i e $|V_i|$ é a magnitude do fasor de tensão do barramento i .

Após o cálculo de \dot{E} e das admitâncias para todas máquinas, precisa-se incluir tensões por trás reatâncias transitórias. Para isso, M barras são adicionados às N barras da rede do sistema de energia. O sistema equivalente com todas as cargas convertidas em admitância é dado pela figura 16.

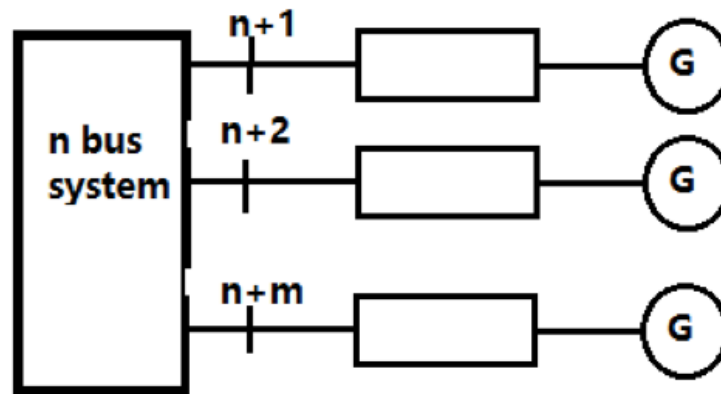


Figura 16: Sistema equivalente com as admitâncias. Fonte: REZA, 2006.

Logo, os nós $n+1, n+2, \dots, n+m$, são as barras internas das máquinas. Assumindo o nó 0 (zero) como referência, a equação de tensão nos nós será:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ \vdots \\ I_n \\ I_{n+1} \\ \vdots \\ I_{n+m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \dots & Y_{1n} & Y_{1(n+1)} & \dots & Y_{1(n+m)} \\ Y_{21} & \dots & Y_{2n} & Y_{2(n+1)} & \dots & Y_{2(n+m)} \\ Y_{31} & \dots & Y_{3n} & Y_{3(n+1)} & \dots & Y_{3(n+m)} \\ \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ Y_{n1} & \dots & Y_{nn} & Y_{n(n+1)} & \dots & Y_{n(n+m)} \\ Y_{(n+1)1} & \dots & Y_{(n+1)n} & Y_{(n+1)(n+1)} & \dots & Y_{(n+1)(n+m)} \\ \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ Y_{(n+m)1} & \dots & Y_{(n+m)n} & Y_{(n+m)(n+1)} & \dots & Y_{(n+m)(n+m)} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ \vdots \\ V_n \\ E_{n+1} \\ \vdots \\ E_{n+m} \end{bmatrix}$$

Ou resumidamente,

$$I_{barra} = Y_{barra} * V_{barra} \quad (48)$$

Em que I_{barra} é o vetor de corrente injetado nas barras e V_{barra} é o vetor de tensão medido nas barras de acordo com o nó de referência.

Os elementos da diagonal de Y_{barra} são as somas das admitâncias conectados a ela, e os elementos que não se encontram na diagonal são iguais aos valores negativo das admitâncias entre os nós. Para simplificar a análise, todos os nós, exceto os nós internos das máquinas, são eliminados pela fórmula de redução

de Kron. Para eliminar as barras da carga, Y_{barra} é repartida de tal modo que as N barras a serem removidas são representadas nas N linhas superiores. Como nenhuma corrente entra ou sai das barras de carga, as correntes nas N linhas são iguais. Levando-se em consideração esses fatores e sabendo-se que I_m é a corrente do gerador, E_m é a tensão do gerador e V_n é a tensão da carga, pode-se reescrever a equação (48) em forma de sub matrizes (BORGES, 2005) .

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{nn} & Y_{nm} \\ Y_{nm}^t & Y_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_n \\ E_m' \end{bmatrix} \quad (49)$$

O vetor de tensão V_n pode ser eliminado por substituição.

$$0 = Y_{nn}V_n + Y_{nm}E_m' \quad (50)$$

$$I_m = Y_{nm}^t V_n + Y_{mm}E_m' \quad (51)$$

Isolando V_n na equação (50) obtêm-se,

$$V_n = -\frac{Y_{nm}E_m'}{Y_{nn}} \quad (52)$$

Substituindo o valor de V_n na equação (51):

$$I_m = Y_{mm}E'_m - \frac{Y_{nm}^t Y_{nm} E'_m}{Y_{nn}}$$

$$\therefore I_m = E'_m \left(Y_{mm} - \frac{Y_{nm}^t Y_{nm}}{Y_{nn}} \right) \quad (53)$$

$$\therefore Y_{barra}^{reduzido} = Y_{mm} - \frac{Y_{nm}^t Y_{nm}}{Y_{nn}} \quad (54)$$

Sendo $Y_{barra}^{reduzido}$ a matriz de admitância reduzida, em que $Y_{barra}^{reduzido}$ é uma matriz NxN, lembrando que N é a quantidade de geradores. Essa redução é muito conveniente, pois geralmente o número de barras de geração é razoavelmente menor que o número total de barras. Entretanto, essa redução só pode ser realizada quando se trata as cargas como admitâncias constantes. Essa redução deve ser realizada em 3 etapas distintas: etapa pré-falta, durante a falta e pós-falta. Para a simulação completa do sistema, usam-se as resoluções de equações diferenciais de oscilações das máquinas (COSTA et. al, 2000).

A saída de energia elétrica da i-ésima máquina pode agora ser expressa em termos de tensões internas da máquina.

$$S_{ei}^* = E_i^* * I_i \quad (55)$$

Ou,

$$P_{ei} = Real(E_i^* * I_i) \quad (56)$$

Onde,

$$I_i = \sum_{j=1}^m E_j' * Y_{ij} \quad (57)$$

Expressando as tensões e as admitâncias na forma polar, como abaixo,

$$E_i' = |E_i'| \angle \delta_i \quad (58)$$

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} \quad (59)$$

Substituindo o valor de I_i (57) na equação (56), obtêm-se a equação de potencia ativa gerada pela i-ésima máquina:

$$P_{ei} = \sum_{j=1}^m |E_i'| |E_j'| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \quad (60)$$

A equação acima (60) é a mesma que a equação de fluxo de energia. Antes da perturbação, há um equilíbrio entre a energia mecânica de entrada e a energia elétrica de saída.

$$P_{mi} = \sum_{j=1}^m |E_i'| |E_j'| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \quad (61)$$

O estudo clássico da estabilidade transiente é baseado na aplicação de uma falta numa linha trifásica, em que, esta falta, dada em uma barra k na rede, resultará em $V_k = 0$. Isso será simulado através da remoção da k -ésima linha e da coluna da matriz de admitância Y_{barra} na etapa que antecede a falta. A nova matriz de admitância é reduzida pela eliminação de todos os nós, exceto os nós dos geradores internos. As tensões do gerador, durante o período de falha e pós falha, são assumidos a permanecerem constante durante a simulação. A potência elétrica do i -ésimo gerador em termo das novas matrizes de admitância reduzidas ($Y_{barra}^{reduzido}$) são obtidos através da equação (60) (KUNDUR,1994). Lembrando-se da equação de oscilações (15) desconsiderando o amortecimento para i máquinas, têm-se:

$$P_m - \sum_{j=1}^m |E'_i| |E'_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) = \frac{2H_i}{\omega_s} * \frac{d^2\delta_i}{dt^2} \quad (62)$$

Em que, Y_{ij} são os elementos $Y_{barra}^{reduzido}$ durante a falta, H_i é a constante de inércia da i -ésima máquina em MVA.

Finalmente, sendo a potência elétrica do i -ésimo gerador como $P_{e-iésimo}$ e transformando a equação 59 no modo de estado variável, têm-se que:

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \Delta\omega_i$$

$$\therefore \frac{d\Delta\omega_i}{dt} = \frac{2H_i}{\omega_s} * (P_m - P_{e-iésimo}) \quad (63)$$

Em conclusão, no problema de análise da estabilidade transitória existem

duas equações de estado para cada gerador (63). Quando a falha é eliminada (sistema estabilizado), que pode envolver a remoção da linha onde ocorreu a falta, a matriz de admitância será recomputada visando refletir as mudanças que ocorreram no sistema. Em seguida, a matriz de admitância reduzida no período pós-falta é reavaliada e a potência elétrica da i -ésima máquina no período pós-falta ($P_{ei-pós-falta}$) é determinado pela equação (63). Usando-se $P_{ei-pós-falta}$, a simulação continua visando determinar a estabilidade do sistema, até que os gráficos revelem se o sistema tenderá a estabilidade ou instabilidade(KUNDUR,1994).

3. METODOLOGIA

Inicialmente, foi realizada uma pesquisa bibliográfica como preparação conceitual sobre o tema em epigrafe. No que tange à obtenção e compilação das informações sobre GD, foram realizadas pesquisas junto a materiais didáticos, materiais informativos, além de leis, normativos e regulamentações que regem o assunto trabalhado. Pesquisas semelhantes também foram elaboradas para obtenção de informações e conhecimentos sobre estabilidade transitória.

Para a realização da pesquisa, foram utilizados locais de buscas como Libgen e Scielo. O tratamento de simulações futuras baseou-se em conhecer os procedimentos do software MatLab e sua caixa de ferramenta PSAT. Para isso, uma simples introdução sobre o software e o seu uso será realizada a seguir.

3.1. INTRODUÇÃO AO PSAT

Para realização da análise do impacto da GD no sistema elétrico utilizou-se o software PSAT 2.1.10 (Power System Analysis Toolbox) que é uma caixa de ferramentas existente no Matlab para análise e simulação de sistemas de energia elétrica. Todas as operações podem ser avaliadas por meio de interfaces gráficas de usuário (GUIs) e uma biblioteca baseada em modelos fixados no Simulink (Milano, 2005). O PSAT é um software grátis e de fácil acesso, além de ser bem intuitivo em sua utilização. Como já comentado, por se tratar de um programa existente no Matlab, a obtenção deste se faz necessária para a execução do PSAT, com isso, a versão utilizada foi o MATLAB R2015a.

A interface do PSAT, traz alguns parâmetros já pré-definidos para realização das simulações como observa-se na figura abaixo.

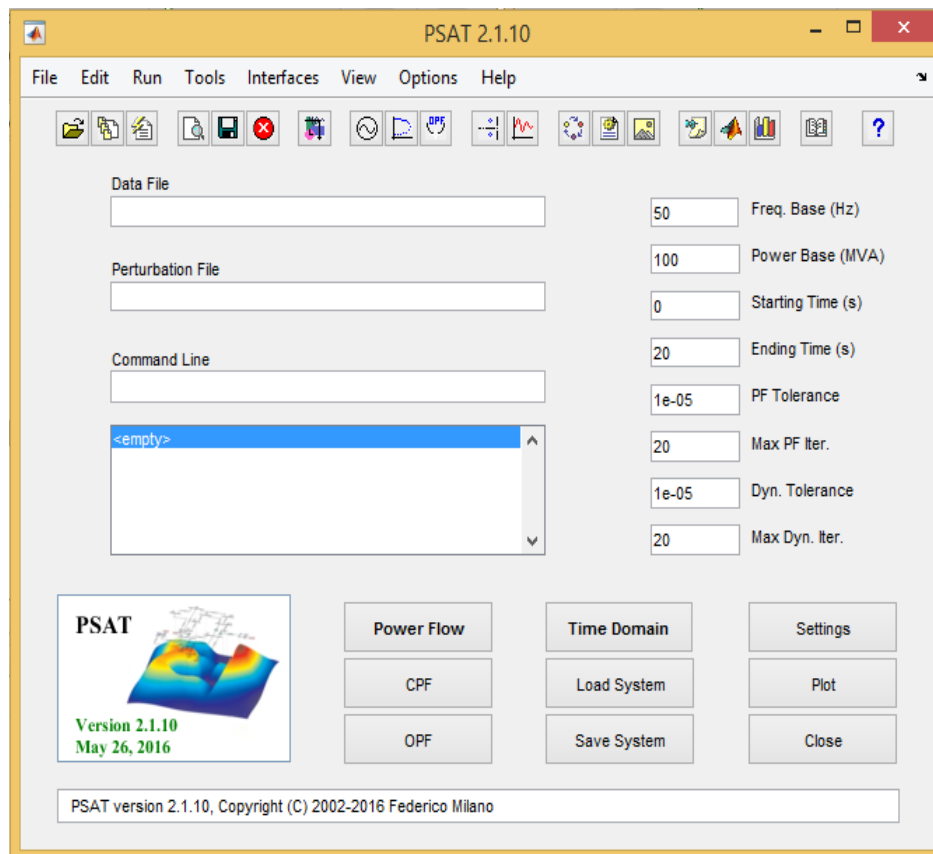


Figura 17: Interface inicial PSAT. Fonte: PSAT

Em tal interface, foi modificado a frequência base para 60 Hz, visando uma simulação mais próxima à realidade brasileira. Outra modificação necessária ocorreu dentro da opção settings da interface inicial, em que foi modificado a forma de solução do fluxo de potência para o método de Runge-Kutta, visto que o mesmo foi o apresentado no referencial teórico.

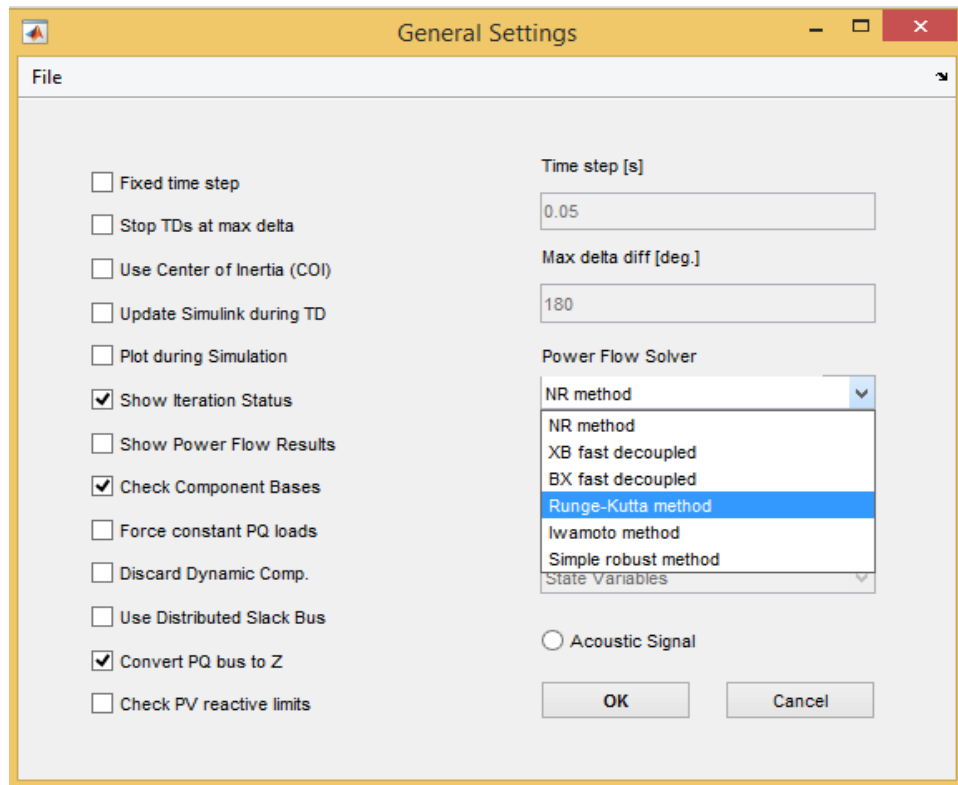


Figura 18: Interface Settings PSAT. Fonte: PSAT

Além do mais, foi realizada a mudança do método de integração. Altera-se o método trapezoidal para o método de Euler. Tal mudança deve-se ao fato do método escolhido não possuir muitas oscilações numéricas, o que torna o gráfico gerado mais fácil de ser analisado e mais próximo do desejável. Ademais, esse método, por ser mais simples, exige um menor tempo de simulação, e não interfere no resultado final para o estudo de estabilidade.

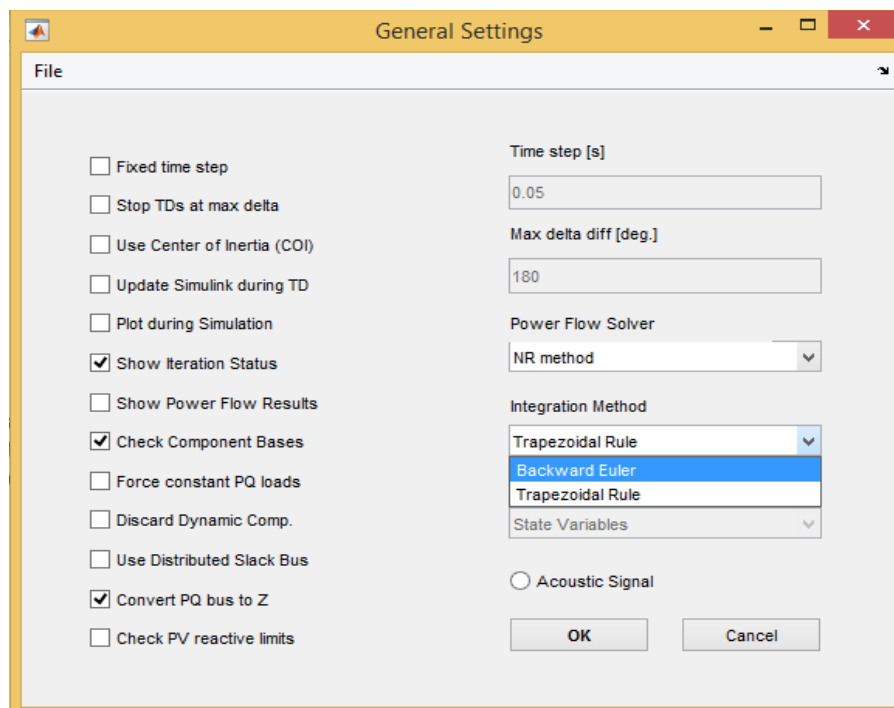


Figura 19 : Interface Settings PSAT. Fonte: PSAT

Após a parametrização inicial, é realizada a escolha do cenário a ser estudado, em que utiliza-se a biblioteca do Simulink.

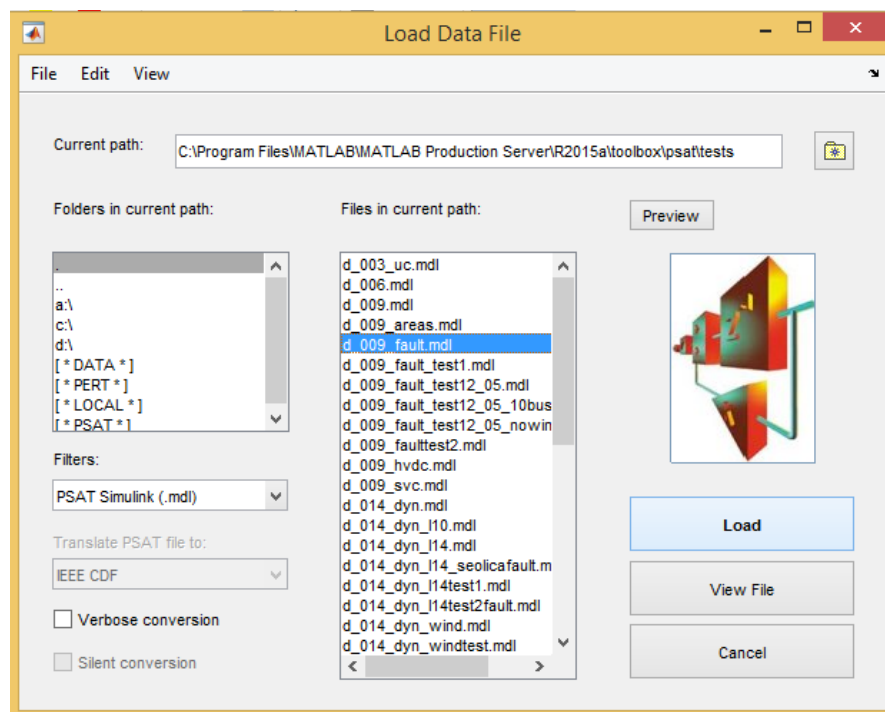


Figura 20: Interface Load Data File, Biblioteca Simulink. Fonte: PSAT

Escolhido o cenário a ser analisado, o próximo passo será a geração de dados. Para o caso analisado, foi-se gerado o fluxo de potência por meio do comando Power Flow da interface inicial. O resultado ocorre por meio da geração de dados em tabela, como exposto na figura 21.

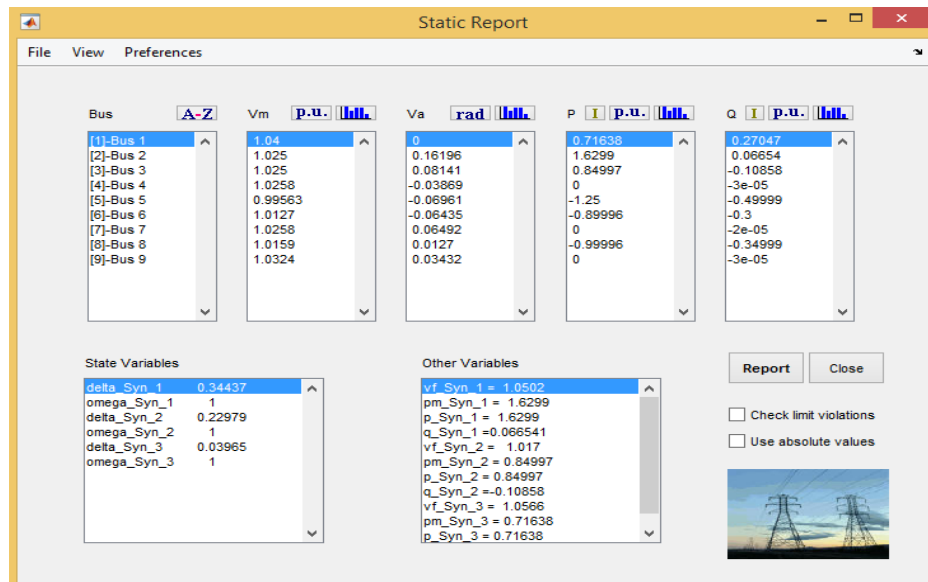


Figura 21: Tabela de resultados referente ao Power Flow, Static Report. Fonte: PSAT

Para realizar a simulação no domínio do tempo é necessário utilizar o comando 'time domain' da interface inicial. Com a simulação temporal pronta, torna-se possível a análise de gráficos por meio do comando 'plot', o qual após ser selecionado nos dará uma nova janela, como mostra a figura 22.

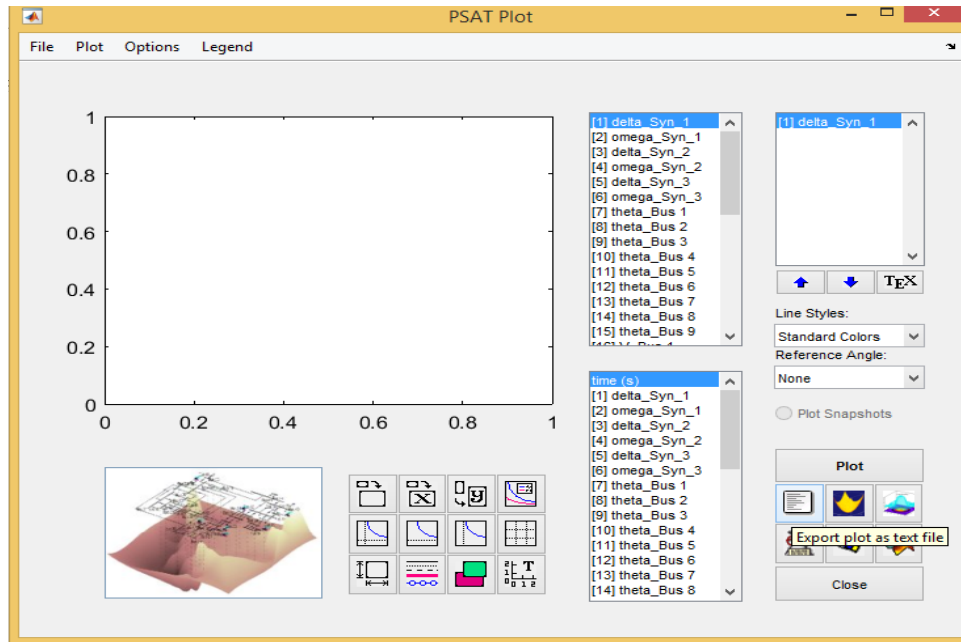


Figura 22: Interface PSAT Plot. Fonte: PSAT

A partir da interface acima, torna-se possível a geração de diversos gráficos, de grandezas e visões distintas, uma vez que possível alterar tanto o eixo das ordenadas quanto o eixo das abscissas, escolher um ângulo para ser referência e diversas outras opções. Portanto, cabe ao executor do projeto produzir os gráficos que irá melhor lhe atender.

3.2. ENTENDENDO COMO O PSAT TRABALHA

Nessa seção será realizada uma breve explicação de como o PSAT executa suas simulações para o cenário da figura 23. O objetivo dessa parte é obter soluções temporais para os ângulos dos geradores. Essas soluções são chamadas de “swing curves” ou curvas de oscilações. Além do mais, os ângulos das tensões internas do gerador por trás de reatâncias transitórias são correspondidos ao ângulos do rotor. Portanto, matematicamente, o programa resolve a equação de oscilação (15) e a equação de potência-ângulo (32) de acordo com as condições

iniciais impostas no início da programação. Após isso, os programas realiza os seguintes cálculos preliminares:

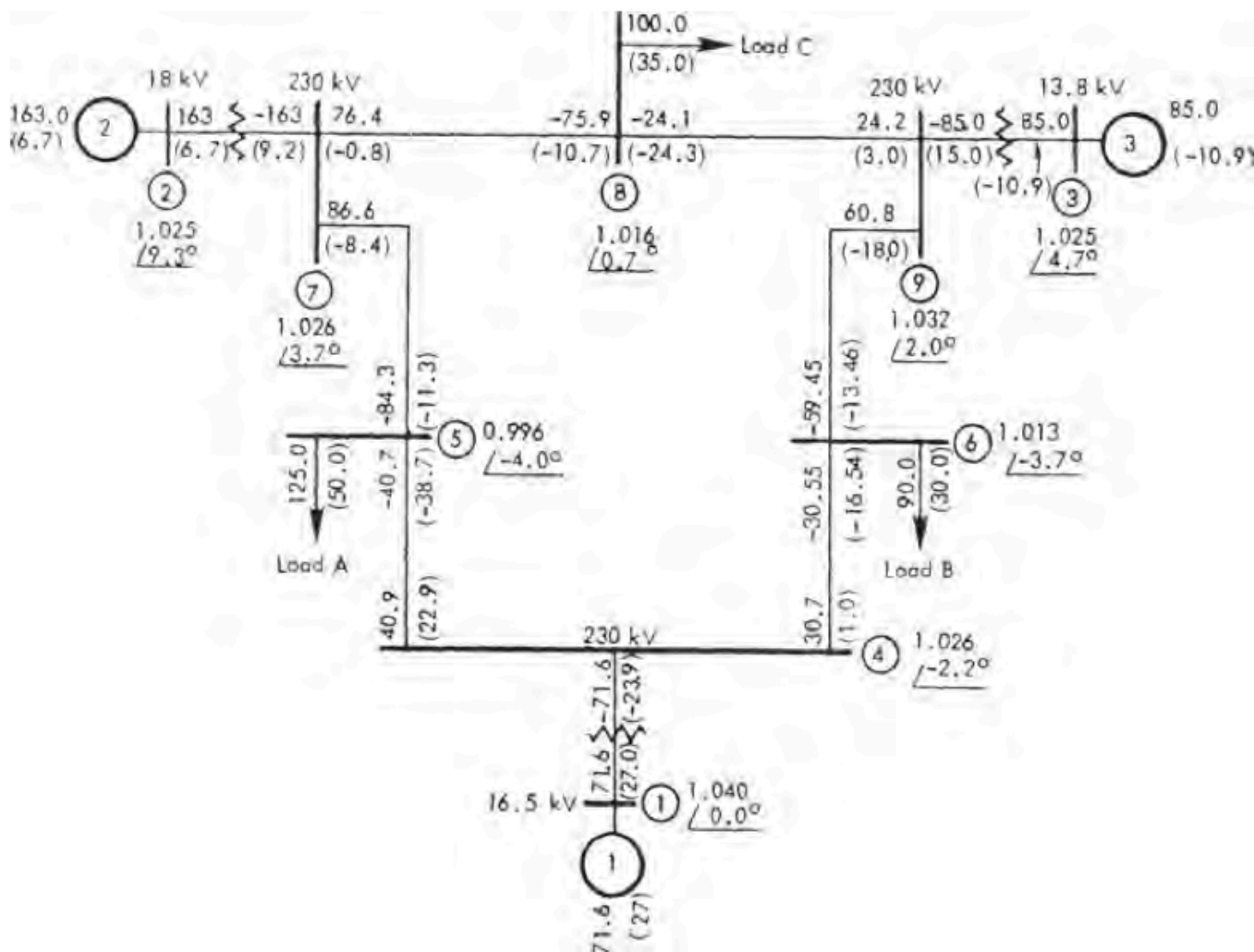


Figura 23: Diagrama de impedância do sistema elétrico de 9 barras.

Fonte: Pavella et. al., 2009

1. A base do sistema é escolhida como sendo 100 MVA, ou seja, todos os dados de impedância serão dados para esta base.

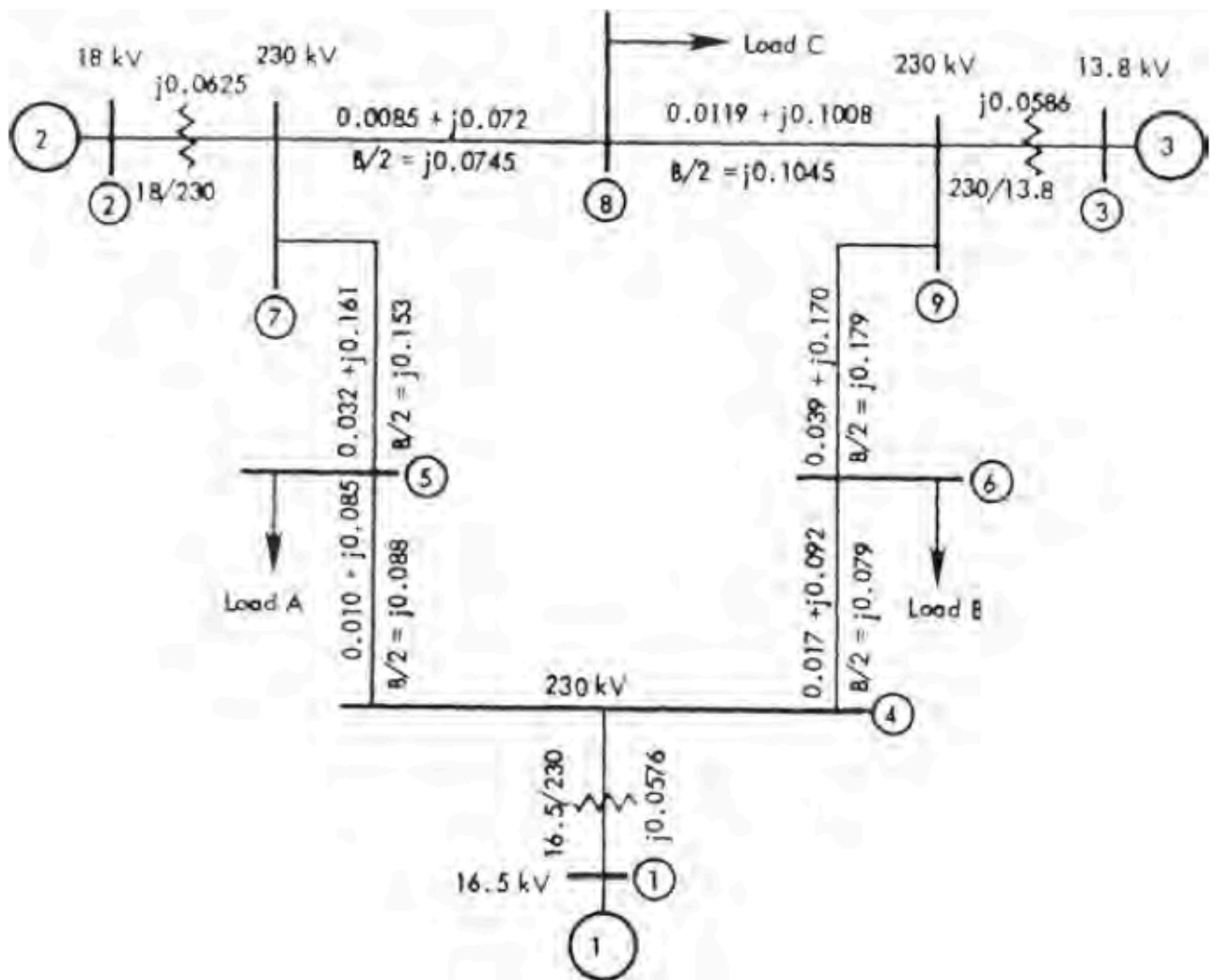


Figura 24: Diagrama de fluxo de carga do sistema de nove barras mostrando íons de condições pré-falta; Todos os fluxos estão em MWand MVAR. Fonte: Pavella et. al., 2009

2. As admitâncias shunt equivalentes das cargas são dadas em pu, sendo essas:

$$\text{Carga A: } \overline{y_{l5}} = 1.2610 - j0.5044$$

$$\text{Carga B: } \overline{y_{l6}} = 0.8777 - j0.2926$$

$$\text{Carga } C: \overline{y_{l8}} = 0.9690 - j0.3391$$

3. As tensões iniciais dos geradores, e seus respectivos ângulos dados em pu são dados por:

$$E_1 \angle \delta_{10} = 1.0566 \angle 2.2717^\circ$$

$$E_2 \angle \delta_{20} = 1.0502 \angle 19.7315^\circ$$

$$E_3 \angle \delta_{30} = 1.0170 \angle 13.1752^\circ$$

4. A matriz de admitância Y é obtida por meio dos passos explicados na secção 2.2.4. Por conveniência, as barras enumeradas por 1, 2 e 3 serão as barras correspondente dos geradores. Além disto, os valores de x'_d dos geradores são adicionados à reatância dos transformadores. Por exemplo, para o gerador 2, a barra 2 será o barramento interno para a tensão por da reatância transitória; Já, a reatância entre a barra 2 e a barra 7 terá o valor da soma das reatâncias do gerador e do transformador ($0.1198+0.0625$). Sabendo desses fatores, é possível obter a matriz de admitância. As admitâncias do período pré-falta, incluindo os equivalentes de cargas são fornecidos pela tabela abaixo.

Quadro 3: Rede pré-falta.

	Nº da barra	Impedância		Admitância	
		R	X	G	B
Geradores					
1	1-4	0	0.1184	0	-8.4459
2	2-7	0	0.1823	0	-5.4855
3	3-9	0	0.2399	0	-4.1684
Linhas de transmissão					
	4-5	0.0100	0.0850	1.3652	-11.6041
	4-6	0.0170	0.0920	1.9422	-10.5107
	5-7	0.0320	0.1610	1.1876	-5.9751
	6-9	0.0390	0.1700	1.2820	-5.5882
	7-8	0.0085	0.0720	1.6171	-13.6980
	8-9	0.0119	0.1008	1.1551	-9.7843
Admitância shunt					
Carga A	5-0			1.2610	-0.2634
Carga B	6-0			0.8777	-0.0346
Carga C	8-0			0.9690	-0.1601
	4-0				0.1670
	7-0				0.2275
	9-0				0.2835

5. Montar as matrizes de admitância Y para o período pré falta, durante a falta e pós falta. Para o nosso caso de estudo, as matrizes ficarão desse jeito. Tais matrizes se encontram no anexo.
6. Reduzir as matrizes de admitância pela fórmula de redução de Kron , gerando assim, uma matriz de tamanho $n \times n$, sendo n o número de geradores, para os três períodos analisados.

Quadro 4: Matrizes de admitância (Y) reduzidas.

Período	Nó	1	2	3
Pré Falta	1	0.846-j2.988	0.287+j1.513	0.210+j1.226
	2	0.287+j1.513	0.420-j2.724	0.213+j1.088
	3	0.210+j1.226	0.213+j1.088	0.277-j2.368
De Falta	1	0.657-j3.3816	0.000+j0.000	0.070+0.631
	2	0.000+j0.000	0.000-j5.486	0.000+j0.000
	3	0.070+j0.631	0.000+j0.000	0.174-j2.796
Pós Falta	1	1.181-j2.229	0.138+j0.726	0.191+j1.079
	2	0.138+j0.726	0.389-j1.953	0.199+j1.229
	3	0.191+j1.079	0.199+j1.229	0.273-j2.342

7. Finalmente, a ferramenta computacional realiza a integração numérica das equações de oscilação para os 3 geradores em razão de obter os gráficos temporais. Para o nosso caso, o método de integração utilizado foi o método de Euler.

4. CENÁRIOS

Este capítulo ilustra os cenários elaborados para o estudo sobre o impacto da GD na estabilidade transitória de um SEP. A GD escolhida foi a geração eólica. Dentro desta, os aerogeradores analisados foram os do tipo DFIG e DDSG, sendo estes os mais utilizados nos trabalhos acadêmicos sobre esse assunto.

- Cenário 1

O cenário 1 corresponde ao sistema unifilar abaixo, o qual é constituído de por 3 geradores, 3 cargas, 3 transformadores, 6 linhas e 9 barras.

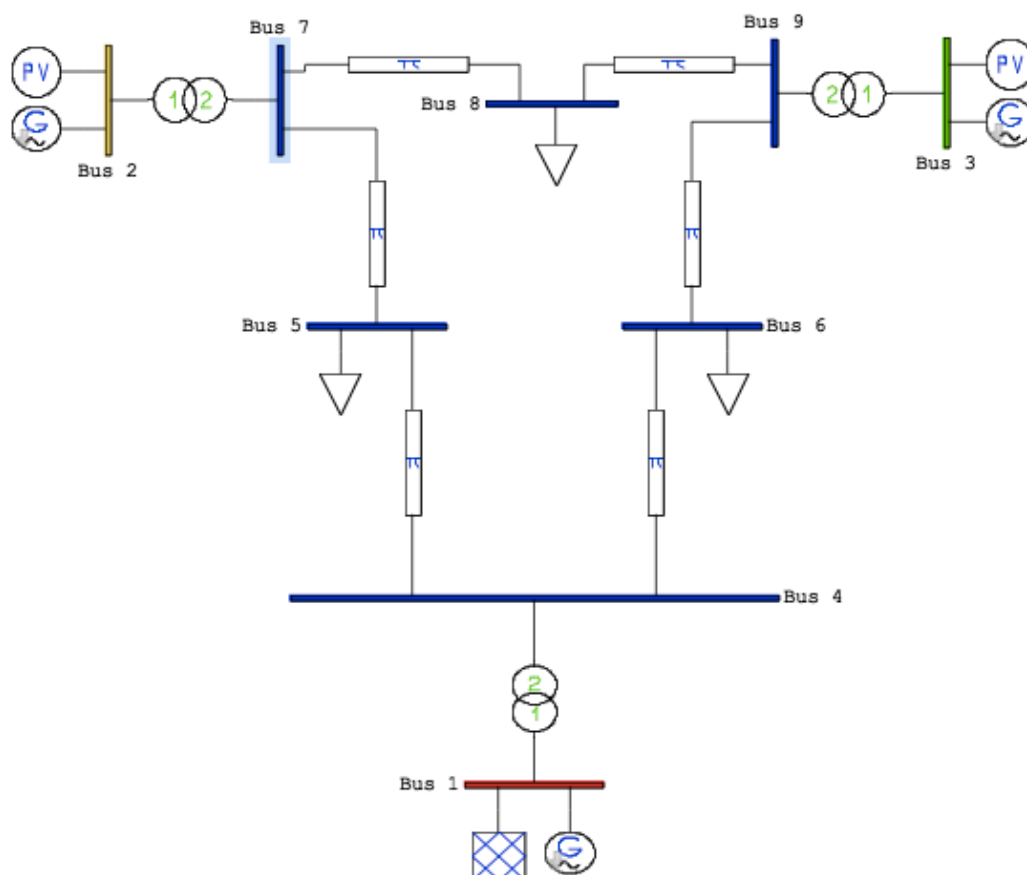


Figura 25: Diagrama unifilar para o cenário 1. Fonte: Simulink, 2017

Os principais dados dos geradores são exemplificados na tabela abaixo:

Quadro 5: Dados dos geradores.

<u>GERADOR</u>	<u>1</u>	<u>2</u>	<u>3</u>
MVA nominal	247.5	192.0	128.0
kV	16.5	18.0	13.8
Fator de Potência	1.0	0.85	0.85
Tipo	hidro	vapor	Vapor
Velocidade	180 r/min	3600 r/min	3600 r/min
x_d	0.1460	0.8958	1.3125
x'_d	0.0608	0.1198	0.1813
x_q	0.0969	0.8645	1.2578
x'_q	0.0969	0.1969	0.25
x_l (vazamento)	0.0336	0.0521	0.0742
τ'_{d0}	8.96	6.00	5.89
τ'_{q0}	0	0.535	0.600
Energia armazenada à velocidade nominal	2356 MWs	640 MWs	301 MWs

Os transformadores são aumentadores, ou seja, aumenta as tensões geradas para 230 kV. O sistema correspondente as barras azuis é um sistema de transmissão para as cargas.

Line (mask)

This block defines a transformer.

Parameters

Power, Voltage and Frequency Ratings [MVA, kV, Hz]
[100 18 60]

Primary and secondary voltage ratio [kV/kV]
18/230

Resistance [p.u.]
0.0

Reactance [p.u.]
0.0625

I_{max}, P_{max} and S_{max} [p.u., p.u., p.u.]
[0.0 0.0 0.0]

☒ Connected

Figura 26: Parâmetros dos transformador 1. Fonte: Simulink, 2017

Os dados das cargas podem ser vistos na tabela abaixo.

Quadro 6: Dados da cargas.

Carga	1	2	3
Potência (MVA)	200	200	200
kV	230	230	230
Potência Ativa (pu)	0.90	1.00	1.25
Potência Reativa (pu)	0.30	0.35	0.5

As linhas trifásicas são representadas pelo modelo pi e possuem diferenças em termos do valor da resistência, susceptância e reatância. Os

parâmetros da linha 1, que faz a conexão entre as barras sete e oito, podem sere observados na imagem abaixo, e as diferenças são exemplificadas no quadro 7. Além do mais, todas as linhas possuem 50 km.

Line (mask)

This block defines a pi model for a three phase line.

Parameters

Power, Voltage and Frequency Ratings [MVA, kV, Hz]
[100 230 60]

Length of line [km] (0 for p.u. parameters)
0

Resistance [p.u. (Ohms/km)]
0.0085

Reactance [p.u. (H/km)]
0.072

Susceptance [p.u. (F/km)]
0.0745*2

Imax, Pmax and Smax [p.u., p.u., p.u.]
[0.0 0.0 0.0]

☒ Connected

Figura 27: Parâmetros da linha 1. Fonte: Simulink, 2017

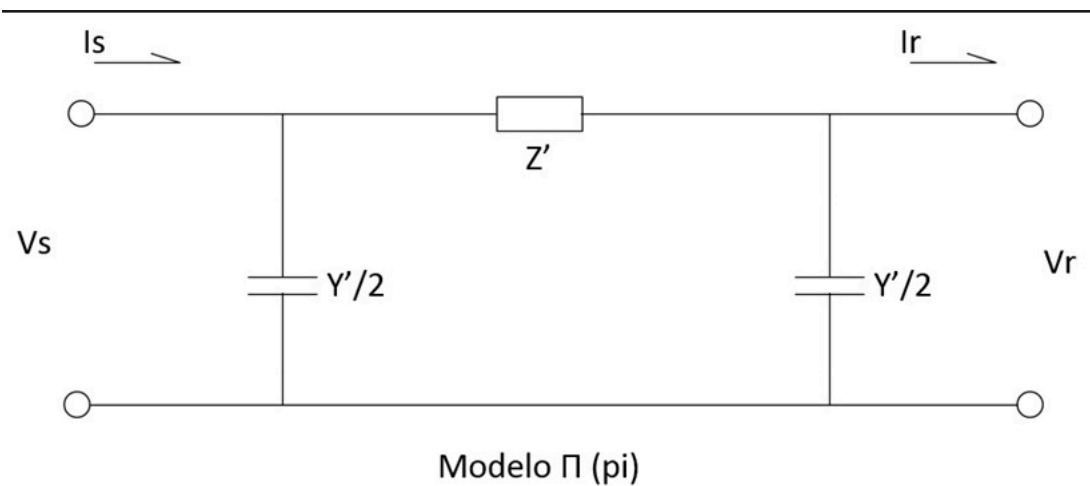


Figura 28: Linha do tipo pi. Fonte: Benedito, 2007.

Quadro 7: Dados das linhas.

Linha	Entre as barras		Resistência [pu (ohm/km)]	Reatância [pu (H/km)]	Susceptância a[pu (F/km)]
1	7	8	0.0085	0.072	0.0745*2
2	7	5	0.032	0.161	0.153*2
3	5	4	0.01	0.085	0.088*2
4	6	4	0.017	0.092	0.079*2
5	6	9	0.039	0.17	0.179*2
6	8	9	0.0119	0.1008	0.1045*2

- **Cenário 2**

O cenário 2 é semelhante ao cenário 1, com o acréscimo de uma falta trifásica na barra 7. A falta inicia-se no instante de um segundo e tem a duração de cinco ciclos ou 0,083 s.

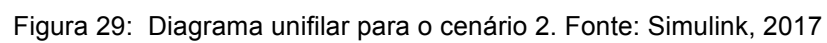


Figura 30: Parâmetros da falta. Fonte: Simulink, 2017

- Cenário 3

O cenário 3 corresponde ao cenário 2 com o acréscimo de uma fazenda eólica de 30 aerogeradores do tipo DFIG (ou “máquina de indução duplamente alimentada”). Os parâmetros definidos para o parque eólico estão descritos na figura 32.

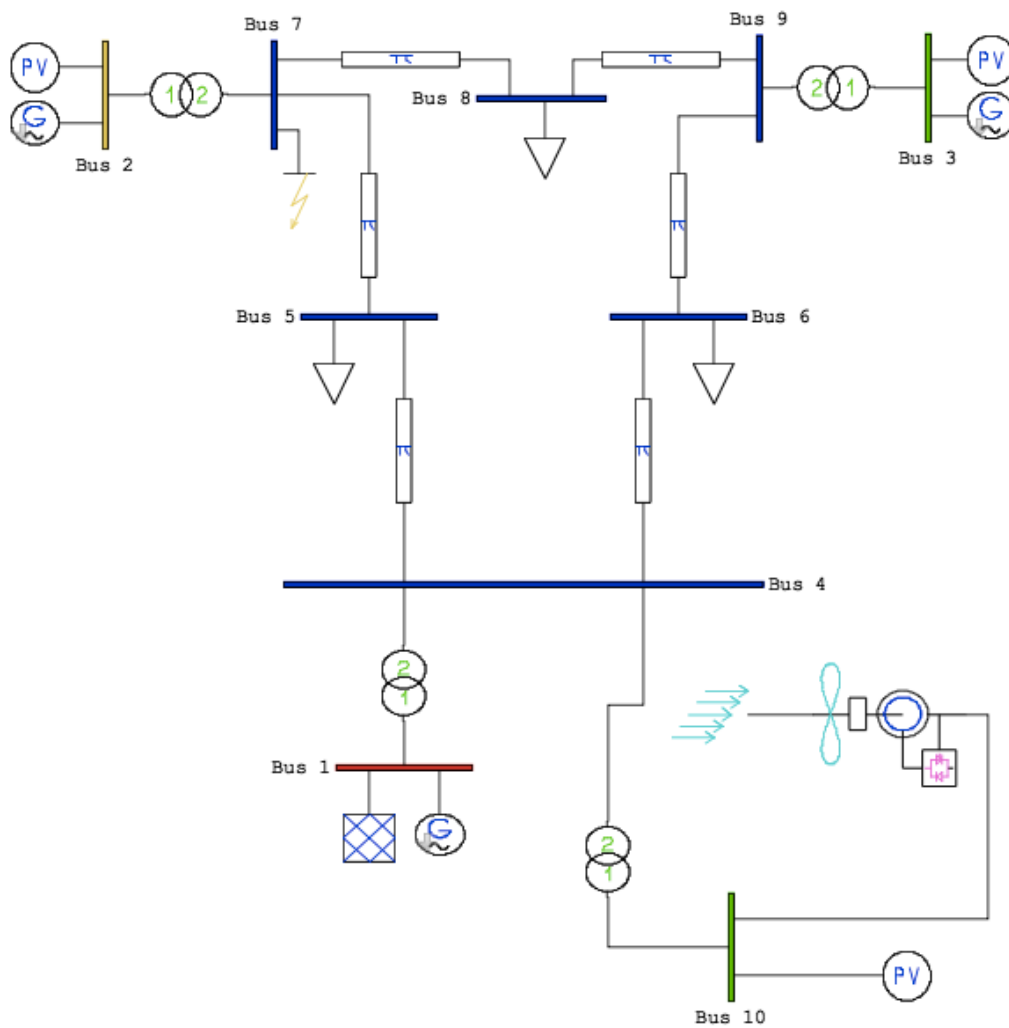


Figura 31: Diagrama unifilar para o cenário 3. Fonte: Simulink, 2017

Dfig (mask)

This block defines a variable speed wind turbine with doubly fed induction generator.

Parameters

Power, Voltage and Frequency Ratings [MVA, kV, Hz]
[600 69 60]

Stator Resistance Rs and Reactance Xs [p.u. p.u.]
[0.01 0.10]

Rotor Resistance Rr and Reactance Xr [p.u. p.u.]
[0.15 0.10]

Magnetization Reactance Xm [p.u.]
3.00

Inertia Constants Hm [kWs/kVA]
3

Pitch control gain and time constant Kp, Tp [p.u. s]
[10 3]

Voltage control gain Kv [p.u.]
10

Power Control time constant Te [s]
0.01

Number of poles p and gear box ratio [int -]
[4 1/89]

Blade length and number [m int]
[75.00 3]

Pmax and Pmin [p.u. p.u.]
[1.00 0.00]

Qmax and Qmin [p.u. p.u.]
[0.7 -0.7]

Number of wind generators that compose the park
30

☒ Connected

Figura 32: Parâmetros da fazenda eólica. Fonte: Simulink, 2017

Recapitulando, uma máquina de indução duplamente alimentada é basicamente uma máquina de indução padrão, com um conversor de frequência conectado aos anéis de deslizamento do rotor. O conversor é configurado por dois conversores PWM com um circuito de tensão intermediário DC. Neste trabalho, um gerador com uma potência de 20 MVA é usado para construir os parques eólicos. O esquema do DFIG padrão do PSAT é mostrado na figura abaixo.

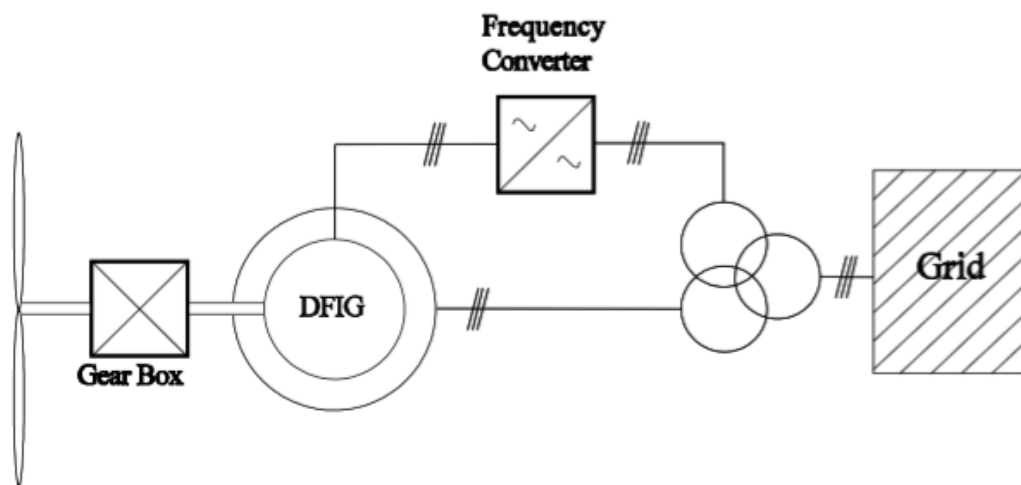


Figura 33: Modelo padrão de um aerogerador do tipo DFIG. Fonte: Marques, 2004.

O parque eólico foi conectado a uma barra (bus 10), que está ligada a um transformador de 69/230kV e, enfim, conectado à barra 4. A opção do acréscimo de uma barra, foi dado devido a problemas que aconteceram no programa ao tentar adicionar o parque em algumas das barras já existentes.

Para simular a variação de velocidade do vento foi utilizado um bloco de modelo de distribuição de Weibull, que é uma distribuição de probabilidade continua utilizada para simulações de vento. Outros parâmetros, tais como, a densidade do ar e a velocidade nominal do vento também foram definidos.

Wind (mask)

This block defines wind models for use with wind turbines.

Parameters

Number of output ports
1

Wind model type weibull

Nominal wind speed [m/s]
15

Air density rho [kg/m³]
1.225

Filter time constant tau [s]
4

Sample time for wind measures [s]
0.1

Weibull distribution constants C and K
[20 2]

Wind ramp constants Tsr, Ter and Awr [s s m/s]
[5 15 1]

Wind gust constants Tsg, Teg and Awg [s s m/s]
[5 15 0]

Wind turbulence constants h, z0, df and n [m - Hz int]
[50 0.01 0.2 50]

Figura 34: Parâmetros do vento Fonte: Simulink, 2017

- Cenário 4

O objetivo da criação desse cenário é analisar o comportamento do sistema em relação a mudança da localidade da falta e, também, da duração da mesma. Em outras palavras, a falta será em realizada em diferentes barramentos com variação de duração visando achar o tempo em que o sistema entrará em instabilidade.

- Cenário 5

Neste cenário houve a alteração dos aerogerador do tipo DFIG para os aerogeradores DDSG (direct drive synchronous generator) ou máquinas síncronas de velocidade variável. O objetivo desse cenário é analisar o efeito de diferentes aerogeradores na estabilidade transitória.

Os dados das turbinas DDSG (figura 36) foram parametrizados buscando a maior semelhança possível com os aerogeradores tipo DFIG utilizados no cenário 3. Ademais, o gerador tipo DFIG aparece na figura 35, porém ele foi desconectado, não participando, assim, da simulação.

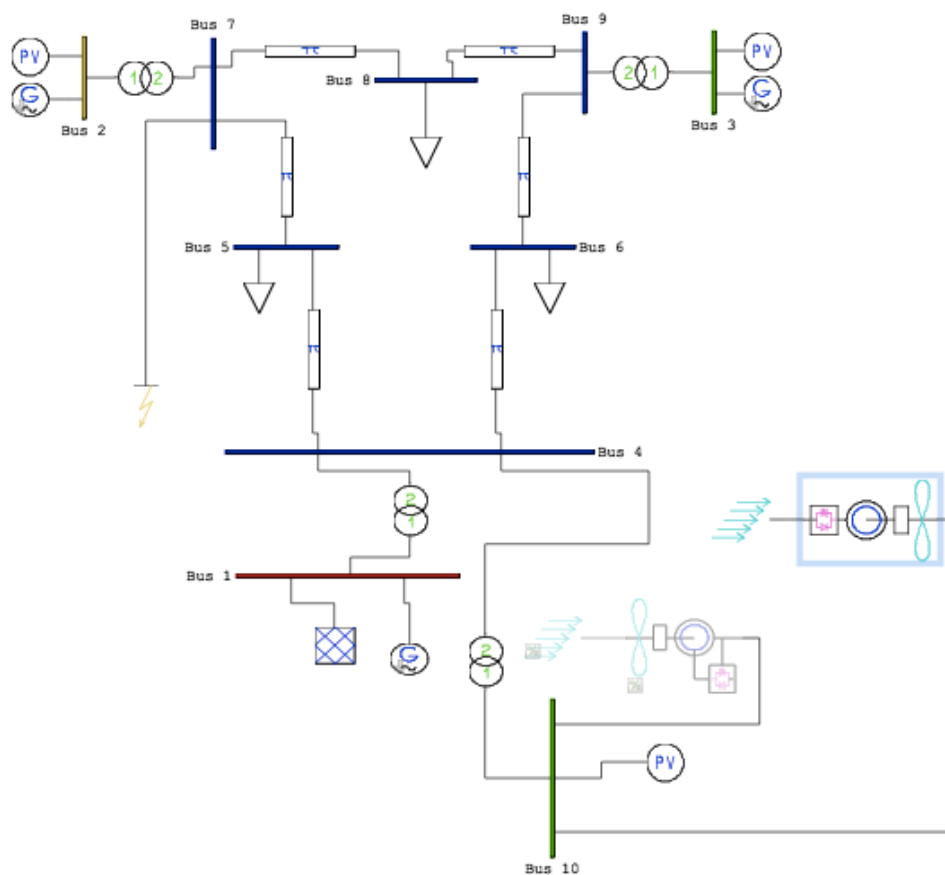


Figura 35: Diagrama unifilar para o cenário 5. Fonte: Simulink, 2017

Por fim, vale ressaltar que os aerogeradores do tipo de máquinas assíncronas com/sem controle *pitch* (FSIG- *Fixed-Speed Induction Generator*) não eram contidos na biblioteca do PSAT da versão utilizada neste trabalho, inviabilizando, assim, sua análise e simulação.

Ddsg (mask)

This block defines a variable speed wind turbine with direct drive synchronous generator.

Parameters

Power, Voltage and Frequency Ratings [MVA, kV, Hz]
[600 10 60]

Stator Resistance Rs [p.u.]
0.01

Direct and inverse reactances Xd and Xq [p.u. p.u.]
[1 0.8]

Constant field flux Psi_p [p.u.]
1.20

Inertia Constants Hm [kW/kVA]
3

Pitch control gain and time constant Kp, Tp [p.u. s]
[10 3]

Voltage control gain and time constant Kv Tv [p.u. s]
[25 1]

Active and Reactive Power Control time constants Tep Teq [s s]
[0.01 0.01]

Number of poles p and gear box ratio [int -]
[4 1/89]

Blade length and number [m int]
[75.00 3]

Pmax and Pmin [p.u. p.u.]
[1.00 0.00]

Qmax and Qmin [p.u. p.u.]
[0.7 -0.7]

☒ Connected

Figura 36: Parâmetros do ddsg. Fonte: Simulink, 2017

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

As análises e os resultados obtidos foram apresentados separadamente, de acordo, com o cenário correspondente.

- **Cenário 1 (cenário base)**

Primeiramente, antes de realizar o estudo transiente, é necessário realizar o fluxo de potência para conferir se todos os componentes foram ativados durante a simulação. A figura 37 apresenta estáticas da rede, estatísticas da solução e os resultados do fluxo de potência. Enquanto isso, a figura 38 apresenta os valores em pu das variáveis da situação, sendo delta correspondendo a fase e ω correspondendo a velocidade síncrona dos geradores. Ademais, a figura 38 também apresenta o resultado de outras variáveis algébricas, como por exemplo, a potência ativa dos geradores (p_{syn}), potência reativa (q_{syn}) e tensão do campo (vf_{syn}). Nota-se que potência média possui o mesmo valor da potência ativa, em que esta é a potência efetivamente utilizada pela carga.

NETWORK STATISTICS

Buses: 9
 Lines: 6
 Transformers: 3
 Generators: 3
 Loads: 3

SOLUTION STATISTICS

Number of Iterations: 15
 Maximum P mismatch [p.u.] 2e-05
 Maximum Q mismatch [p.u.] 1e-05
 Power rate [MVA] 100

POWER FLOW RESULTS

Bus	V [p.u.]	phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]
Bus 1	1.04	0	3.992	2.0838	0	0
Bus 2	1.025	-0.30265	1.63	0.90321	0	0
Bus 3	1.025	-0.3743	0.84999	0.64724	0	0
Bus 4	0.95065	-0.23472	0	-1e-05	0	0
Bus 5	0.87113	-0.45302	2e-05	1e-05	2.5	1
Bus 6	0.90586	-0.42021	1e-05	0	1.8	0.6
Bus 7	0.97501	-0.40477	0	0	0	0
Bus 8	0.94244	-0.5007	1e-05	0	2	0.7
Bus 9	0.98919	-0.42345	0	-1e-05	0	0

Figura 37: Estatísticas da rede e resultados do fluxo de potência para o cenário 1 e 2 Fonte: Matlab, 2017

STATE VARIABLES

delta_Syn_1	-0.13571
omega_Syn_1	1
delta_Syn_2	-0.24312
omega_Syn_2	1
delta_Syn_3	0.19823
omega_Syn_3	1

OTHER ALGEBRAIC VARIABLES

vf_Syn_1	1.1465
pm_Syn_1	1.63
p_Syn_1	1.63
q_Syn_1	0.90321
vf_Syn_2	1.1494
pm_Syn_2	0.84999
p_Syn_2	0.84999
q_Syn_2	0.64724
vf_Syn_3	1.185
pm_Syn_3	3.992
p_Syn_3	3.992
q_Syn_3	2.0838

Figura 38: Variáveis do sistema para o cenário 1 e 2. Fonte: Matlab, 2017

A figura 39 representa as linhas de fluxo obtidas após a realização do fluxo de potência. Nela, pode-se observar como ocorre a transferência de potência ativa e reativa de uma barra para outra, assim como as perdas desses dois tipos de potência. Nota-se que as potências, por exemplo, da barra 8 para 9 se diferencia das potências da barra 9 para 8 devido as perdas.

LINE FLOWS						
From Bus	To Bus	Line	P Flow [p.u.]	Q Flow [p.u.]	P Loss [p.u.]	Q Loss [p.u.]
Bus 9	Bus 8	1	0.76054	0.29433	0.00895	-0.11928
Bus 7	Bus 8	2	1.2638	0.27966	0.01538	-0.00673
Bus 9	Bus 6	3	0.08945	0.28924	0.00891	-0.28318
Bus 7	Bus 5	4	0.36622	0.41697	0.01516	-0.18527
Bus 5	Bus 4	5	-2.1489	-0.39776	0.0623	0.38321
Bus 6	Bus 4	6	-1.7195	-0.02758	0.06128	0.1954
Bus 2	Bus 7	7	1.63	0.90321	0	0.20658
Bus 3	Bus 9	8	0.84999	0.64724	0	0.06366
Bus 1	Bus 4	9	3.992	2.0838	0	1.0799

LINE FLOWS						
From Bus	To Bus	Line	P Flow [p.u.]	Q Flow [p.u.]	P Loss [p.u.]	Q Loss [p.u.]
Bus 8	Bus 9	1	-0.75159	-0.41362	0.00895	-0.11928
Bus 8	Bus 7	2	-1.2484	-0.28638	0.01538	-0.00673
Bus 6	Bus 9	3	-0.08054	-0.57242	0.00891	-0.28318
Bus 5	Bus 7	4	-0.35105	-0.60224	0.01516	-0.18527
Bus 4	Bus 5	5	2.2112	0.78096	0.0623	0.38321
Bus 4	Bus 6	6	1.7807	0.22298	0.06128	0.1954
Bus 7	Bus 2	7	-1.63	-0.69663	0	0.20658
Bus 9	Bus 3	8	-0.84999	-0.58358	0	0.06366
Bus 4	Bus 1	9	-3.992	-1.004	0	1.0799

Figura 39: Linhas de fluxo para o cenário 1 e 2. Fonte: Matlab, 2017

A figura 40 representa o resumo global dos dados da simulação. Observa-se o total de geração, carga e perdas das potências ativa e reativa em pu.

TOTAL GENERATION	
REAL POWER [p.u.]	6.472
REACTIVE POWER [p.u.]	3.6343
TOTAL LOAD	
REAL POWER [p.u.]	6.3
REACTIVE POWER [p.u.]	2.3
TOTAL LOSSES	
REAL POWER [p.u.]	0.17198
REACTIVE POWER [p.u.]	1.3343

Figura 40: Relatório de resumo global para o cenário 1 e 2. Fonte: Matlab, 2017

O objetivo da realização do estudo transitório do primeiro cenário é, justamente, analisar como o sistema age em uma situação estável. Sendo assim, é previsto que os valores não sofram mudança e permaneçam com valores constantes.

A figura 41 mostra a velocidade síncrona dos geradores em pu pelo tempo. Constata-se que o resultado é uma reta na descendente. Entretanto, essa queda na velocidade síncrona é na ordem de 10^{-8} , o que pode ser desconsiderada.

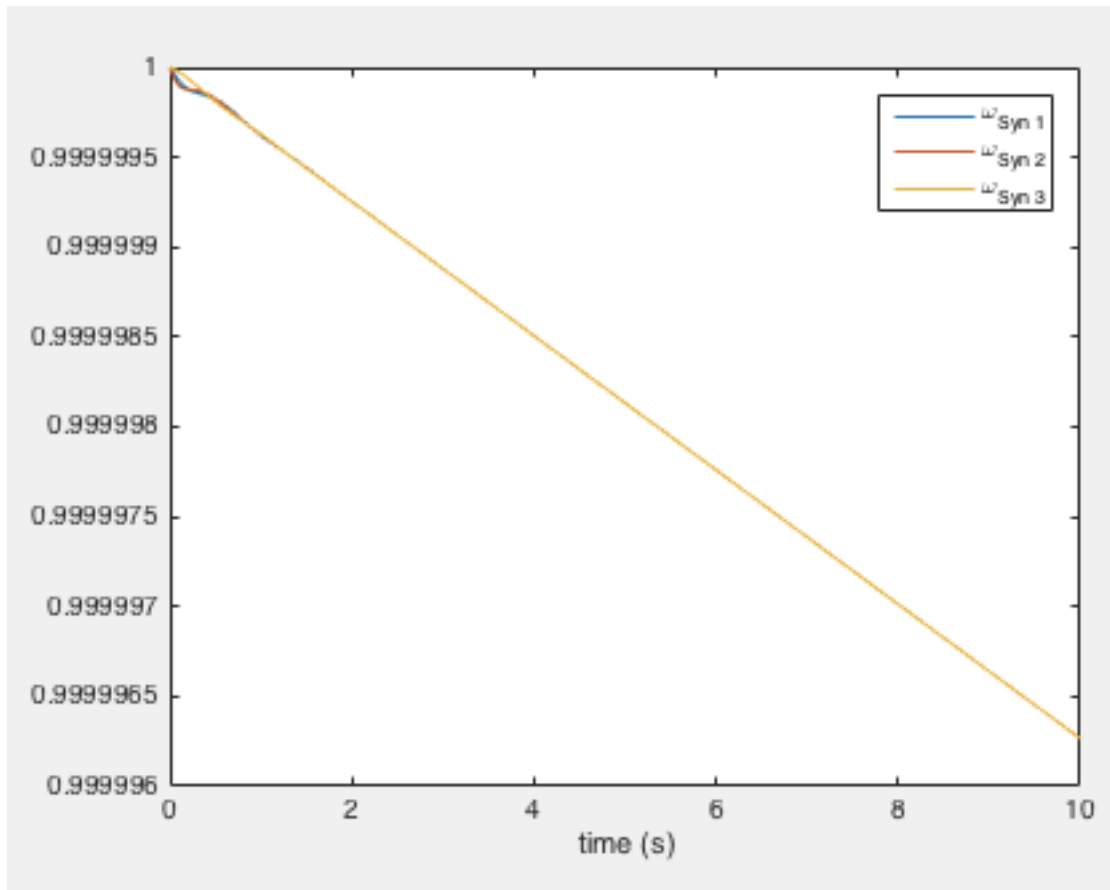


Figura 41: Velocidade síncrona dos geradores (1). Fonte: PSAT, 2017

A figura 42 expõe a fase da tensão (pu) em cada uma das barras. Percebe-se que como o sistema está estável, esse valor não se altera. Vale ressaltar que todos os gráficos do ângulo de fase deste trabalho estão utilizando o ângulo 'teta 1' como referência para construção dos gráficos.

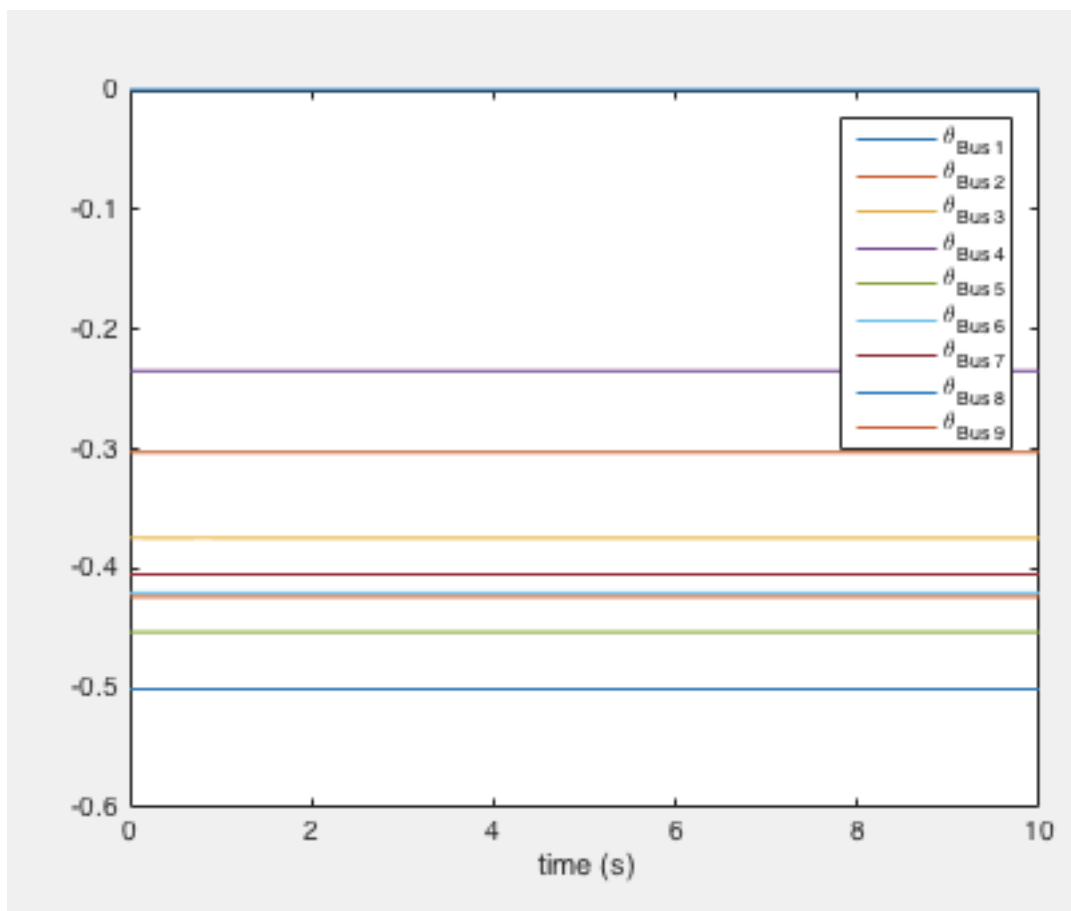


Figura 42: Ângulo teta nos barramentos (1). Fonte: PSAT, 2017

A figura 43 apresenta a tensão nominal (em pu) em cada uma das barras. Sendo um sistema estável, essa tensão permanece constante.

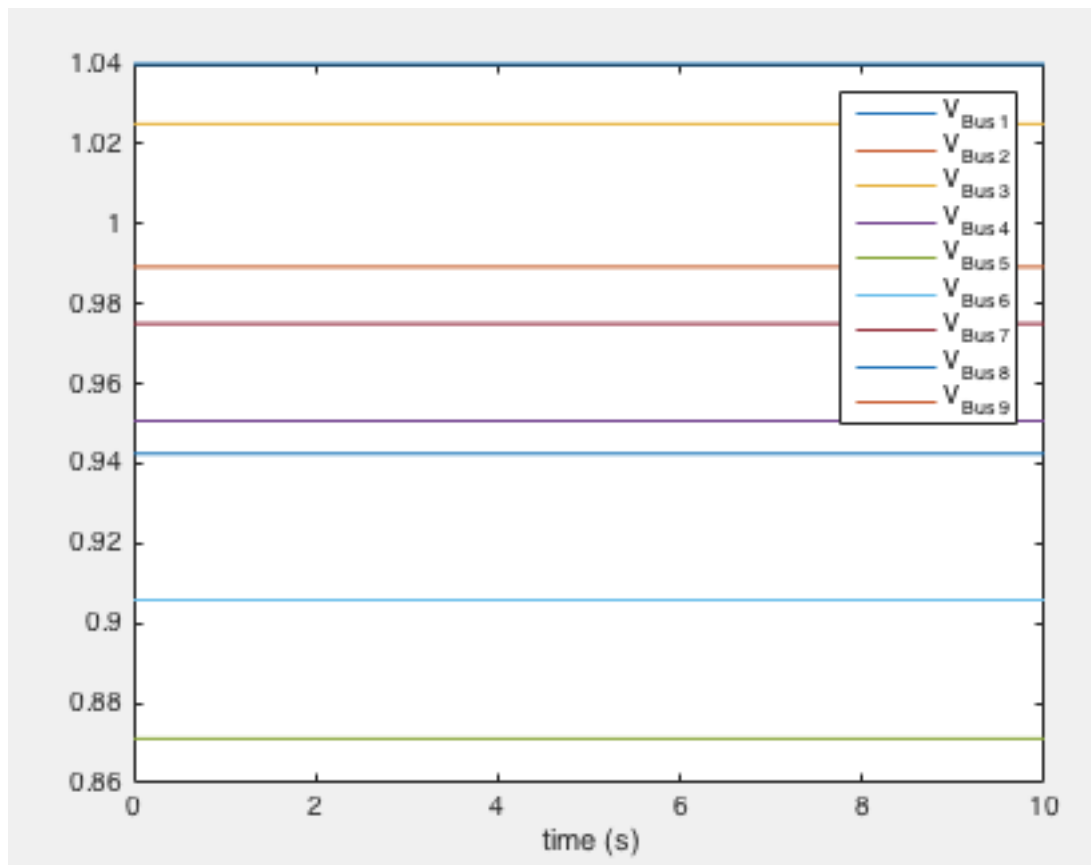


Figura 43: Tensões nas barras em pu (1). Fonte: PSAT, 2017

A figura 44 descreve o gráfico de potência ativa dos geradores síncronos, em pu, pelo tempo. Verifica-se que a potência dos geradores permanece constante em um ambiente estável. Além do mais, observa-se que o gerador 3 é o de maior potência, e o gerador 2 o de menor.

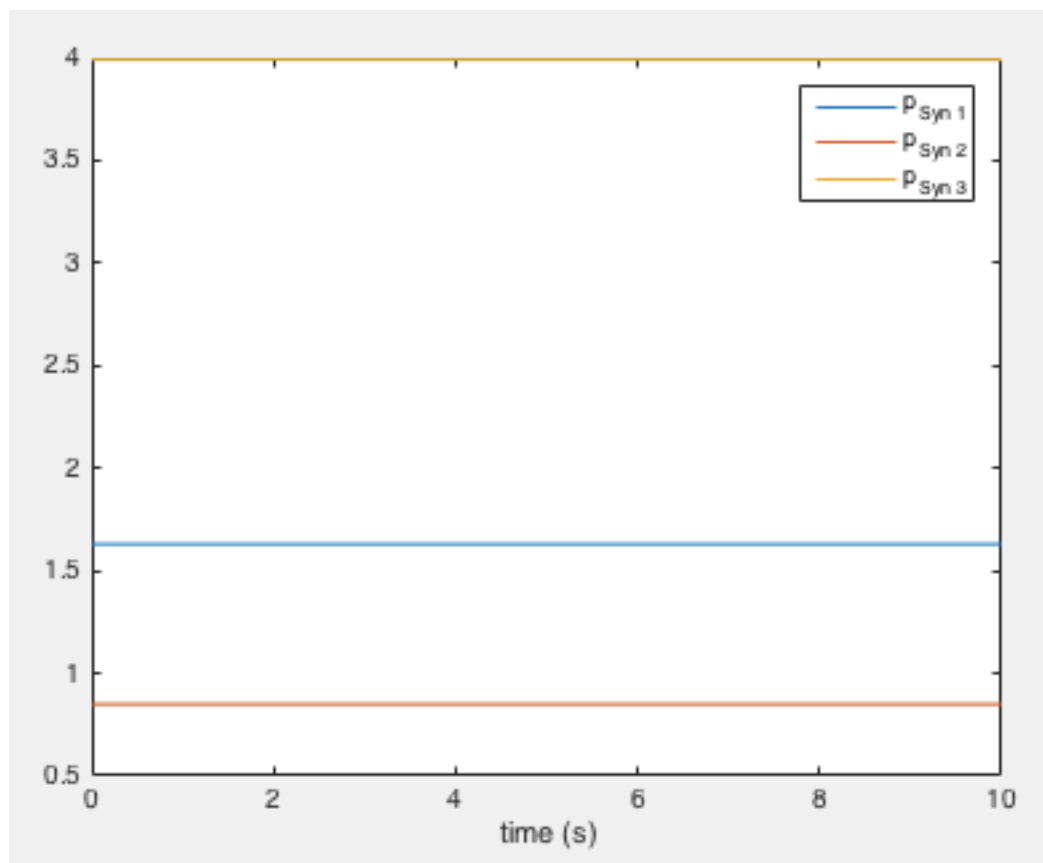


Figura 44: Potência ativa dos geradores em pu (1). Fonte: PSAT, 2017

- **Cenário 2 (falta com duração de 5 ciclos)**

Primeiramente, um ciclo corresponde ao resultado da razão de 1 pela frequência ($1 / f$), sendo esta igual a 60 Hz para o caso brasileiro. Desta maneira, um ciclo corresponde a 0.0167 segundos. O resultado do fluxo de potência do período pré-falta é igual ao do cenário 1.

O gráfico exposto na figura 45 representa a velocidade síncrona dos geradores, em pu, pelo tempo. Nota-se que quando ocorre a falta (instante 1 s), cada valor de ω varia em uma determinada amplitude, até que, no período de aproximadamente 3 segundos, essa variação desaparece e o sistema volta a ficar estável. Em outras palavras, a falta gerou um período de instabilidade no sistema, porém, o sistema voltou à estabilidade de maneira natural. O mesmo é visto no

gráfico do ângulo de fase nos diferentes barramentos.

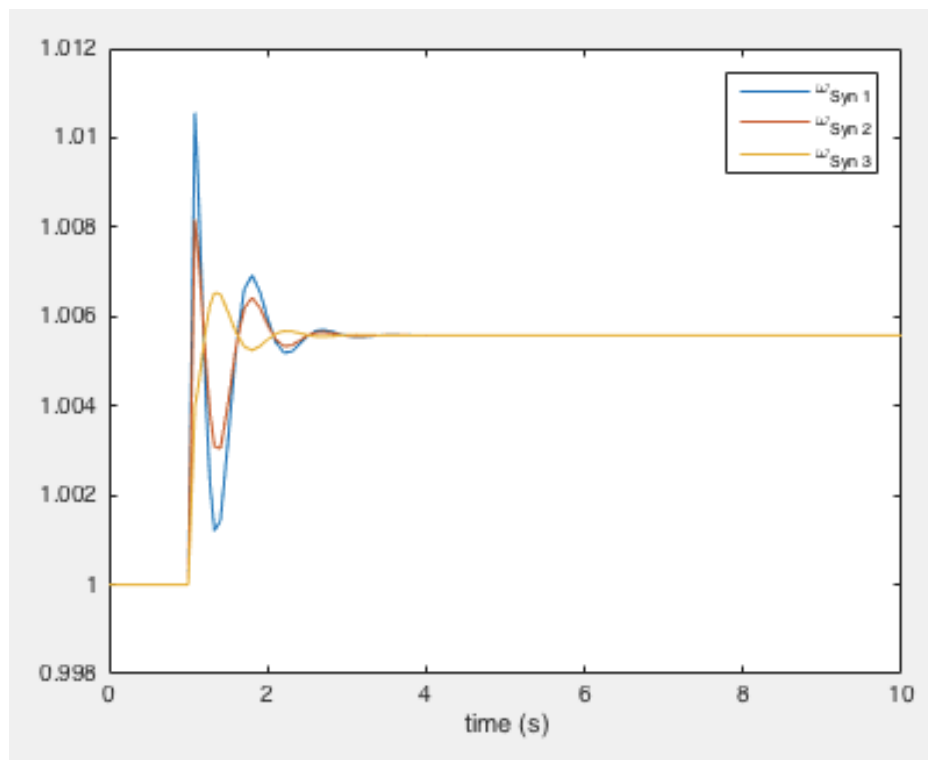


Figura 45: Velocidade síncrona dos geradores (2). Fonte: PSAT, 2017

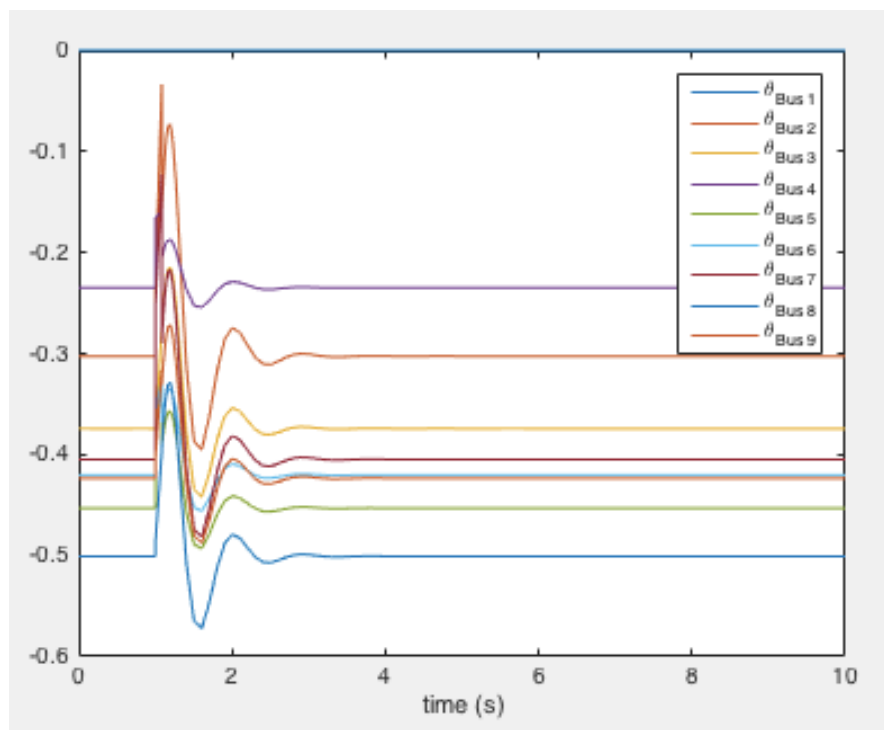


Figura 46: Ângulo teta nos barramentos (2). Fonte: PSAT, 2017

A figura 47 mostra o gráfico da tensão nominal de cada barramento em pu. Nota-se que após a aplicação da falta ocorre uma queda de tensão nas barras, exclusivamente, na barra 7, em que tensão quase alcança o valor nulo. Entretanto, a tensão nas barras aumenta rapidamente, voltando a estabilidade antes do instante de 2 segundos. Por outro lado, a potência ativa sofre oscilações de amplitudes diferentes para cada gerador, porém, essas oscilações vão diminuindo de tamanho, até o valor original ser novamente obtido e estabilizado.

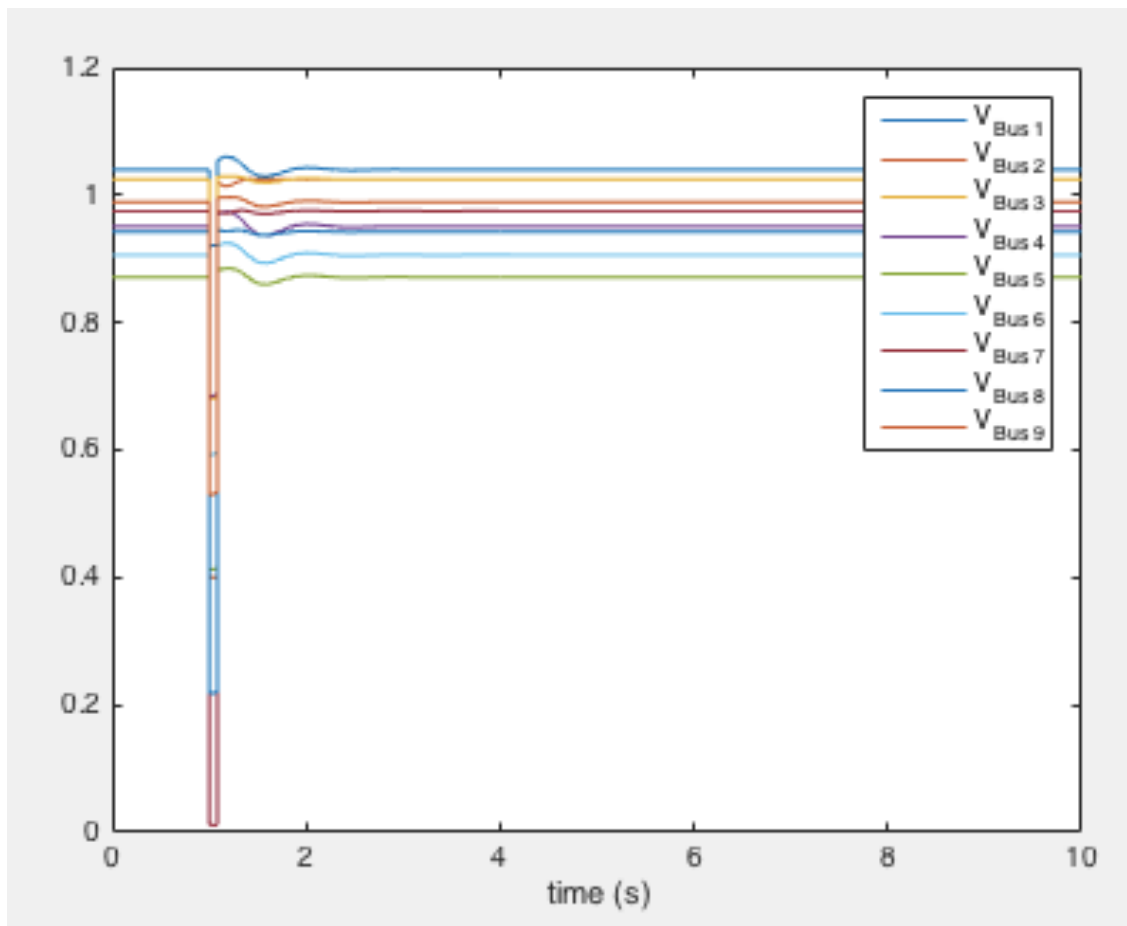


Figura 47: Tensões nas barras em pu (2). Fonte: PSAT, 2017

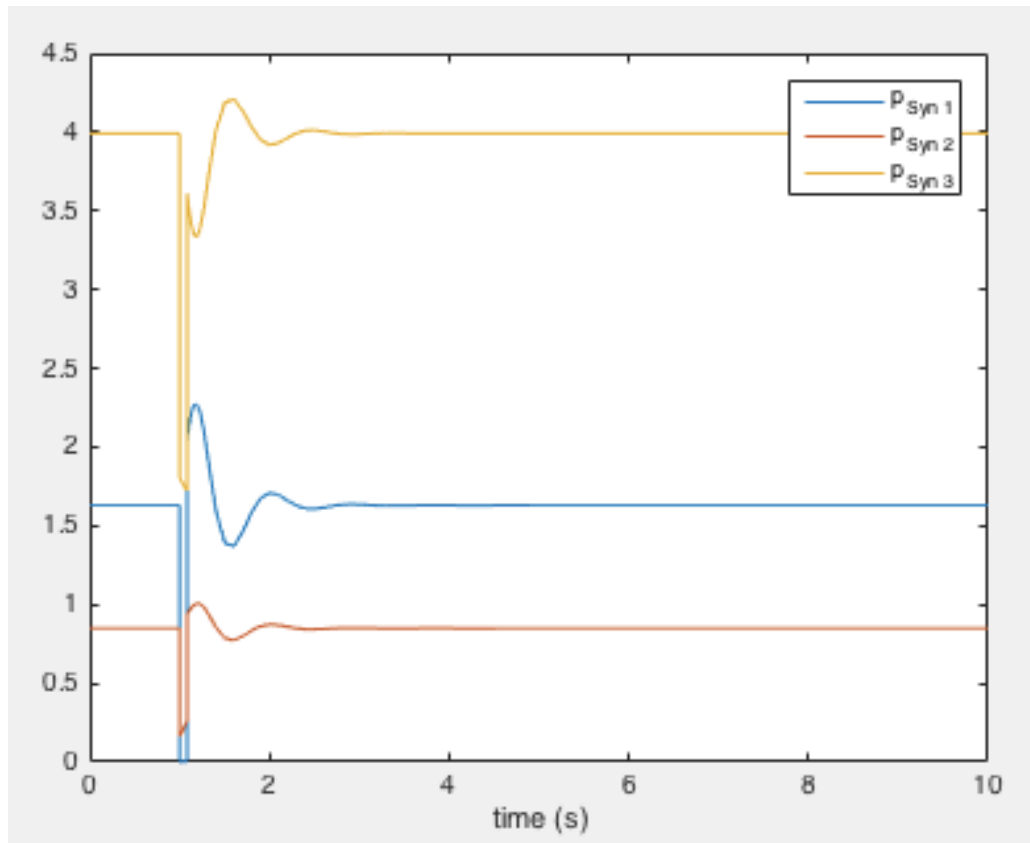


Figura 48: Potência ativa dos geradores em pu (2). Fonte: PSAT, 2017

- **Cenário 2 (falta com duração de 11 ciclos)**

Antes de iniciar a análise deste cenário, faz-se necessário entender como o programa funciona. A figura abaixo, foi retirada do manual do PSAT. Nela, pode-se observar o esquemático dos passos do programa. O fator importante a se reparar, é que quando a corrente alcança um valor maior que a corrente máxima, e não se é possível reduzir o Δt , pois ele é menor que o tempo mínimo escolhido, o programa se encerra devido à essa singularidade. O significado dessa singularidade é que a falta ocasionou em uma instabilidade ou uma corrente que o sistema não é capaz de aguentar e que, naturalmente, o sistema não conseguiu ficar estável e precisou ser desligado. Portanto, a instabilidade precisa ser analisada graficamente, uma vez que a singularidade pode ocorrer por mais de um motivo.

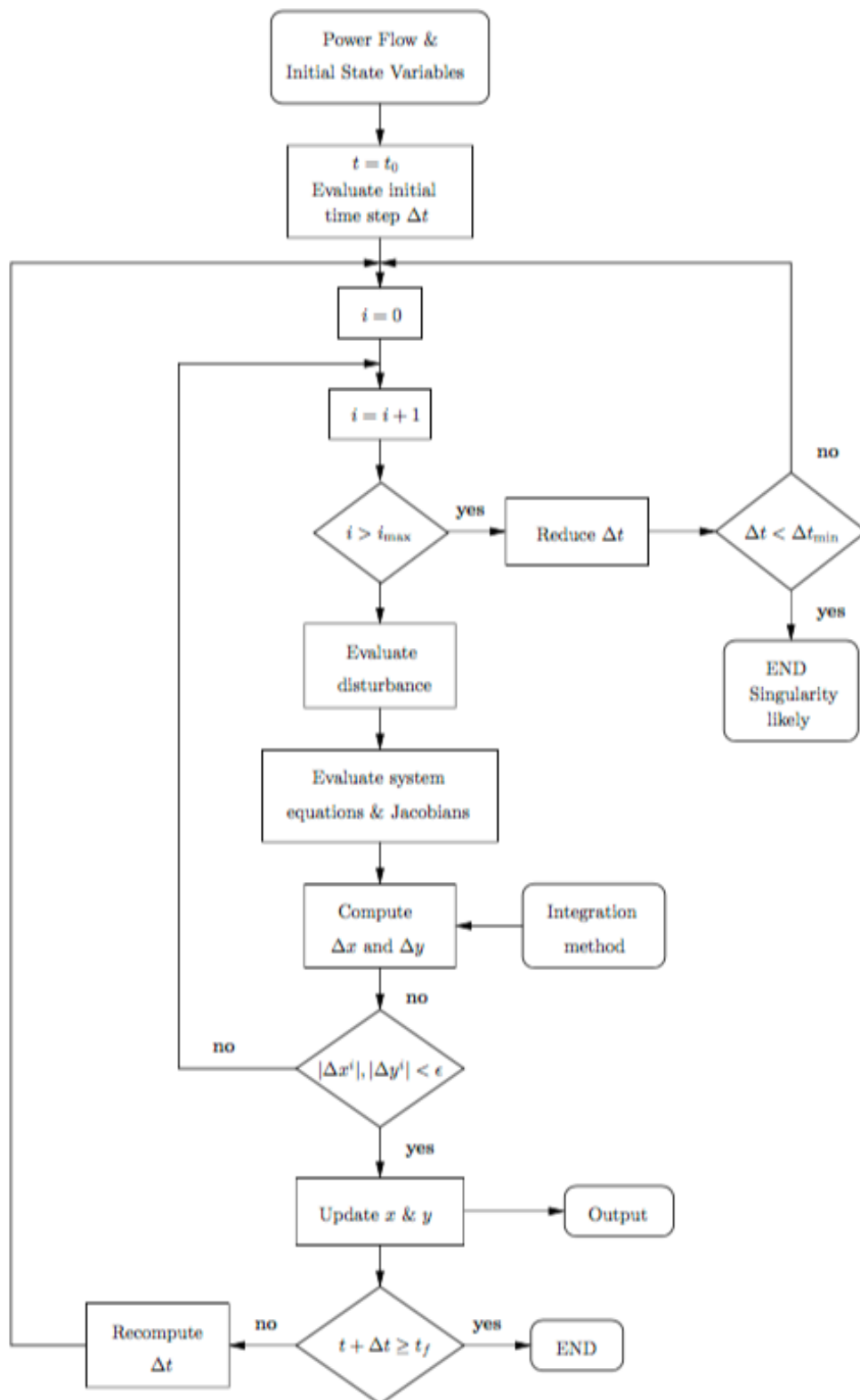


Figura 49: Diagrama de blocos de integração do domínio do tempo. Fonte: PSAT Manual 1.3.3, 2005

A simulação do cenário 2 com uma falta de 11 ciclos encontrou uma singularidade e precisou ser encerrado em, aproximadamente, 1,4691 segundos. Essa instabilidade deve-se ao fato de uma queda de tensão aumentar a corrente, sobrecarregando assim o sistema. Pelo gráfico da figura 50, o valor da velocidade síncrona dos geradores 1, 2 e 3 subiram, de maneira em que, sem ajuda externa, esses geradores não conseguirão voltar ao sincronismo.

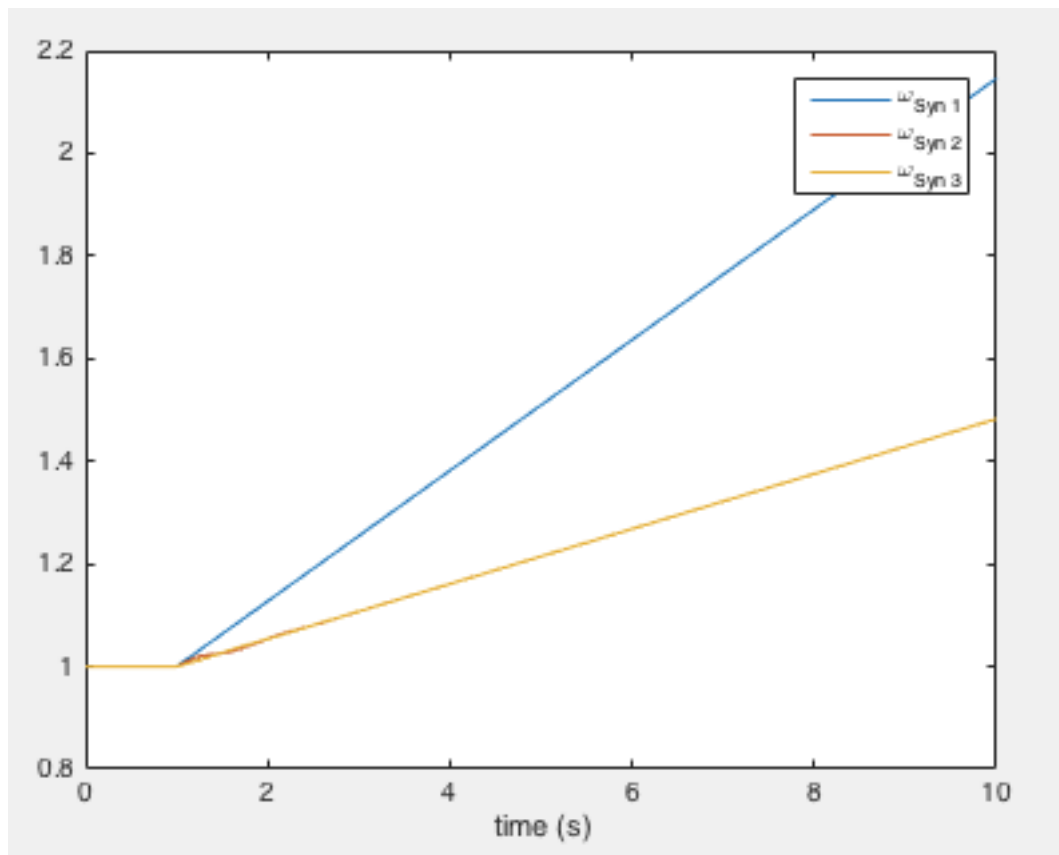


Figura 50: Velocidade síncrona dos geradores (3). Fonte: PSAT, 2017

O gráfico da figura 51 mostra a fase das tensões nos barramentos. Constatase que os valores de teta subiram drasticamente após a falta, sendo, o da barra 2 o que mais subiu, seguido pelo teta da barra 7. No gráfico das tensões nominais (em pu) aconteceu o oposto. Nesse gráficos, houve quedas vigorosas de tensões, sendo que a tensão na barra em que a falta foi aplicada alcançou o valor de zero, enquanto

as outras tensões diminuíram e estabilizaram em valores menores que os originais.

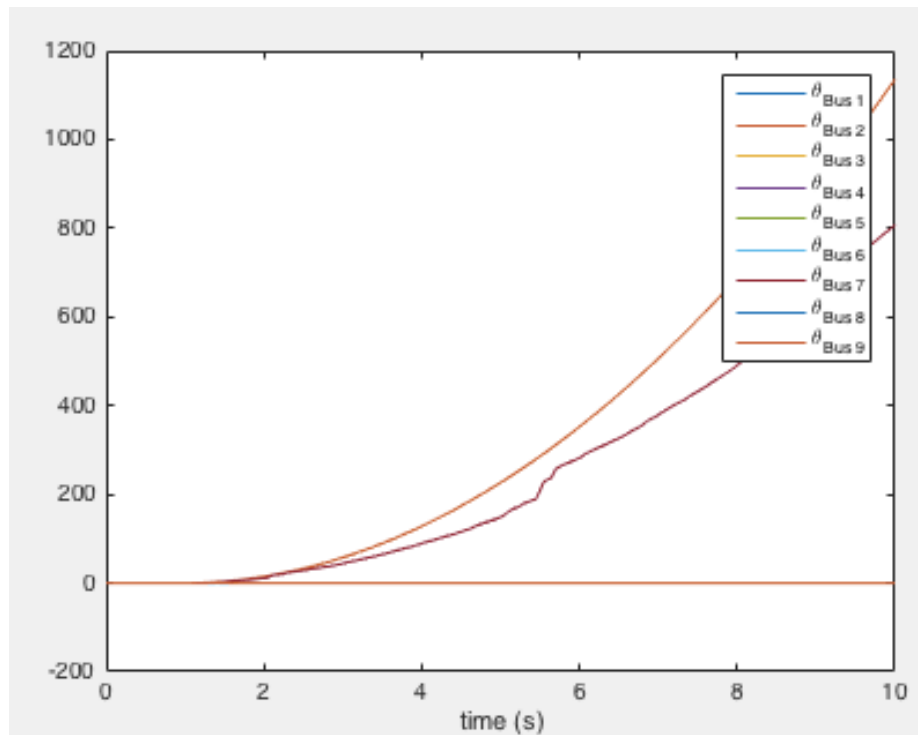


Figura 51: Ângulo teta nos barramentos (3). Fonte: PSAT, 2017

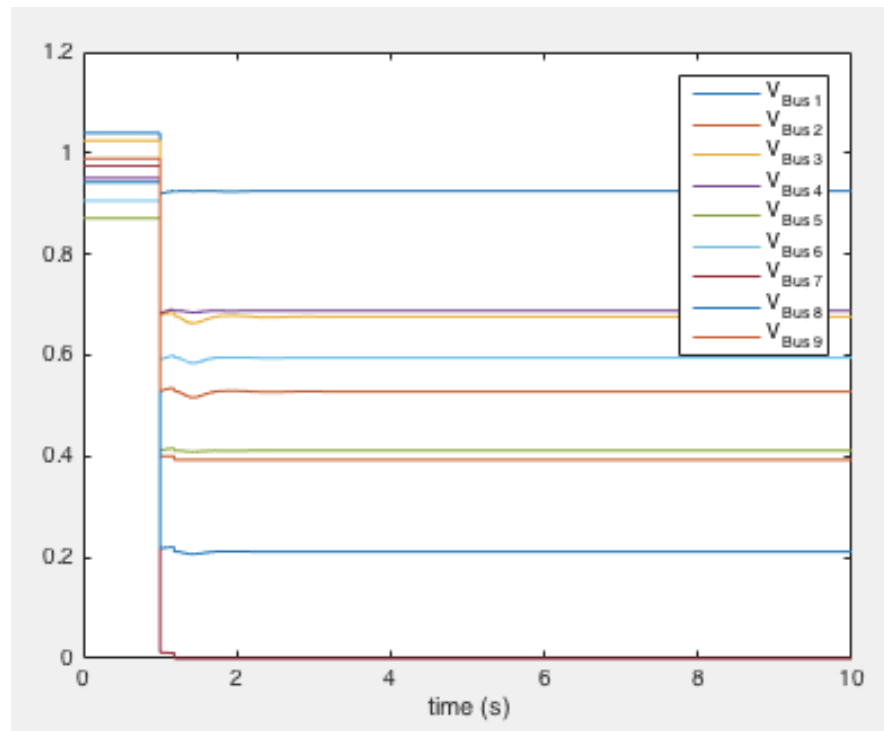


Figura 52: Tensões nas barras em pu (3). Fonte: PSAT, 2017

A figura abaixo relata a variação da potência ativa dos geradores. Conclui-se que ao ser aplicado a falta, o gerador de número 1, instantaneamente, parou de produzir ativos e não conseguiu se recuperar da falta. Isto é, o gerador 1 foi desligado. Já, os outros geradores tiveram suas potências enfraquecidas.

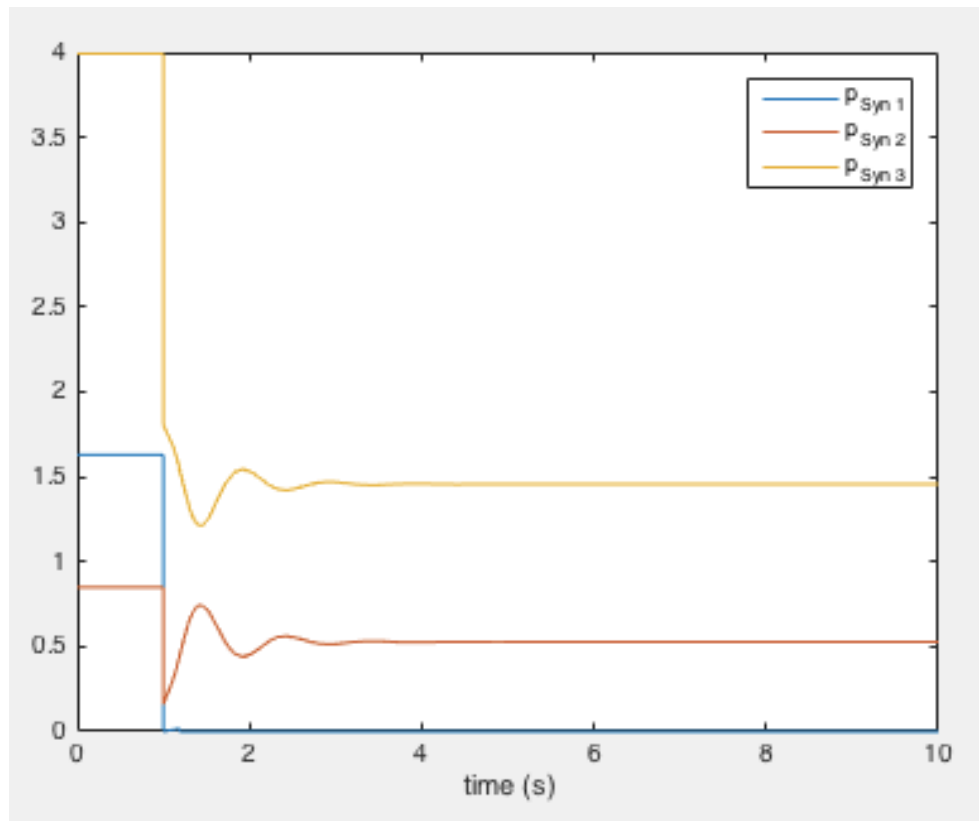


Figura 53: Potência ativa dos geradores em pu (3). Fonte: PSAT, 2017

- **Cenário 3 (falta com duração de 11 ciclos)**

A figura 54 apresenta estáticas da rede, estatísticas da solução e os resultados do fluxo de potência para o terceiro cenário. Houve o acréscimo de mais uma barra (bus 10), sendo esta responsável pela inserção de energia eólica no grid. Nota-se na figura abaixo a potência da fazenda eólica corresponde ao P_{gen} do bus 10 que é de 0.85 pu. Enquanto isso, a figura 54 mostra as variáveis de estado e outras variáveis

algébricas do sistema, só que agora, com o acréscimo das variáveis provenientes da energia eólica.

NETWORK STATISTICS						
Buses:	10					
Lines:	6					
Transformers:	4					
Generators:	3					
Loads:	3					
SOLUTION STATISTICS						
Number of Iterations:	14					
Maximum P mismatch [p.u.]	1.4704					
Maximum Q mismatch [p.u.]	2.61					
Power rate [MVA]	100					
POWER FLOW RESULTS						
Bus	V [p.u.]	phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]
Bus 1	0.92058	0.24303	3.1146	0.71929	0	0
Bus 10	0.77953	0.12728	0.84999	1.0785	0	0
Bus 2	0.38992	0.55941	1.63	0.63638	0	0
Bus 3	0.67784	0.1559	0.84999	0.39044	0	0
Bus 4	0.76284	0.12214	0	-5e-05	0	0
Bus 5	0.46553	-0.04531	4e-05	1e-05	2.5	1
Bus 6	0.65161	0.00428	3e-05	0	1.8	0.6
Bus 7	0.01149	0.35322	0	-1e-05	0	0
Bus 8	0.22387	0.01528	3e-05	1e-05	2	0.7
Bus 9	0.54269	0.0931	0	-1e-05	0	0

Figura 54: Estatísticas da rede e resultados do fluxo de potência para o cenário 3. Fonte: Matlab, 2017

STATE VARIABLES

delta_Syn_1	0.56345
omega_Syn_1	1.0155
delta_Syn_2	0.25146
omega_Syn_2	1.0101
delta_Syn_3	0.33165
omega_Syn_3	1.0043
vw_Wind_1	0.68613
omega_m_Dfig_1	0.57355
theta_p_Dfig_1	0
idr_Dfig_1	-3.3573
iqr_Dfig_1	-2.0861

OTHER ALGEBRAIC VARIABLES

vf_Syn_1	1.1158
pm_Syn_1	1.63
p_Syn_1	0.01468
q_Syn_1	2.3624
vf_Syn_2	1.1043
pm_Syn_2	0.84999
p_Syn_2	0.39396
q_Syn_2	1.5758
vf_Syn_3	1.0973
pm_Syn_3	3.1146
p_Syn_3	1.4704
q_Syn_3	2.61
ws_Wind_1	0.74403
pwa_Dfig_1	0.88255
vref_Dfig_1	1.1337

Figura 55: Variáveis do sistema para o cenário 3. Fonte: Matlab, 2017

A figura 56 representa as linhas de fluxo obtidas após a realização do fluxo de potência. Constata-se, pela figura 57, que a inserção da geração distribuída diminuiu a potência reativa gerada, acarretando em uma menor perda de potência. Enquanto no cenário anterior o Ploss era de 0.17198 pu, no novo cenário essa perda passou a ser de 0.14469 pu. A perda de potência reativa do sistema reduziu de 1.3343 pu para 0.5246 pu.

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [p.u.]	Q Flow [p.u.]	P Loss [p.u.]	Q Loss [p.u.]
Bus 9	Bus 8	1	0.29268	1.6548	0.11826	0.96568
Bus 7	Bus 8	2	0.00797	-0.03282	0.07341	0.6181
Bus 9	Bus 6	3	0.10128	-0.41546	0.01878	-0.04684
Bus 7	Bus 5	4	0.00671	-0.03115	0.24582	1.2036
Bus 5	Bus 4	5	-0.86896	-1.4867	0.13423	1.0707
Bus 6	Bus 4	6	-0.74838	-0.64558	0.03742	0.12301
Bus 2	Bus 7	7	0.01468	2.3624	0	2.2944
Bus 3	Bus 9	8	0.39396	1.5758	0	0.33647
Bus 1	Bus 4	9	1.4704	2.61	0	0.60996
Bus 10	Bus 4	10	0.31861	1.3566	0	0.03068

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [p.u.]	Q Flow [p.u.]	P Loss [p.u.]	Q Loss [p.u.]
Bus 8	Bus 9	1	-0.17443	-0.68907	0.11826	0.96568
Bus 8	Bus 7	2	0.06544	0.65092	0.07341	0.6181
Bus 6	Bus 9	3	-0.0825	0.36862	0.01878	-0.04684
Bus 5	Bus 7	4	0.23912	1.2348	0.24582	1.2036
Bus 4	Bus 5	5	1.0032	2.5574	0.13423	1.0707
Bus 4	Bus 6	6	0.78581	0.76859	0.03742	0.12301
Bus 7	Bus 2	7	-0.01468	-0.06806	0	2.2944
Bus 9	Bus 3	8	-0.39396	-1.2393	0	0.33647
Bus 4	Bus 1	9	-1.4704	-2.0001	0	0.60996
Bus 4	Bus 10	10	-0.31861	-1.3259	0	0.03068

Figura 56: Linhas de fluxo para o cenário 3. Fonte: Matlab, 2017

TOTAL GENERATION

REAL POWER [p.u.]	6.4447
REACTIVE POWER [p.u.]	2.8246

TOTAL LOAD

REAL POWER [p.u.]	6.3
REACTIVE POWER [p.u.]	2.3

TOTAL LOSSES

REAL POWER [p.u.]	0.14469
REACTIVE POWER [p.u.]	0.5246

Figura 57: Relatório de resumo global para o cenário 3. Fonte: Matlab, 2017

Analisando o gráfico abaixo, nota-se uma similaridade com a figura 58, visto que, em ambos, houve uma drástica queda de tensão seguida de uma rápida recuperação e estabilização. Entretanto, a estabilização nesse caso demorou uma pequena quantidade a mais para acontecer.

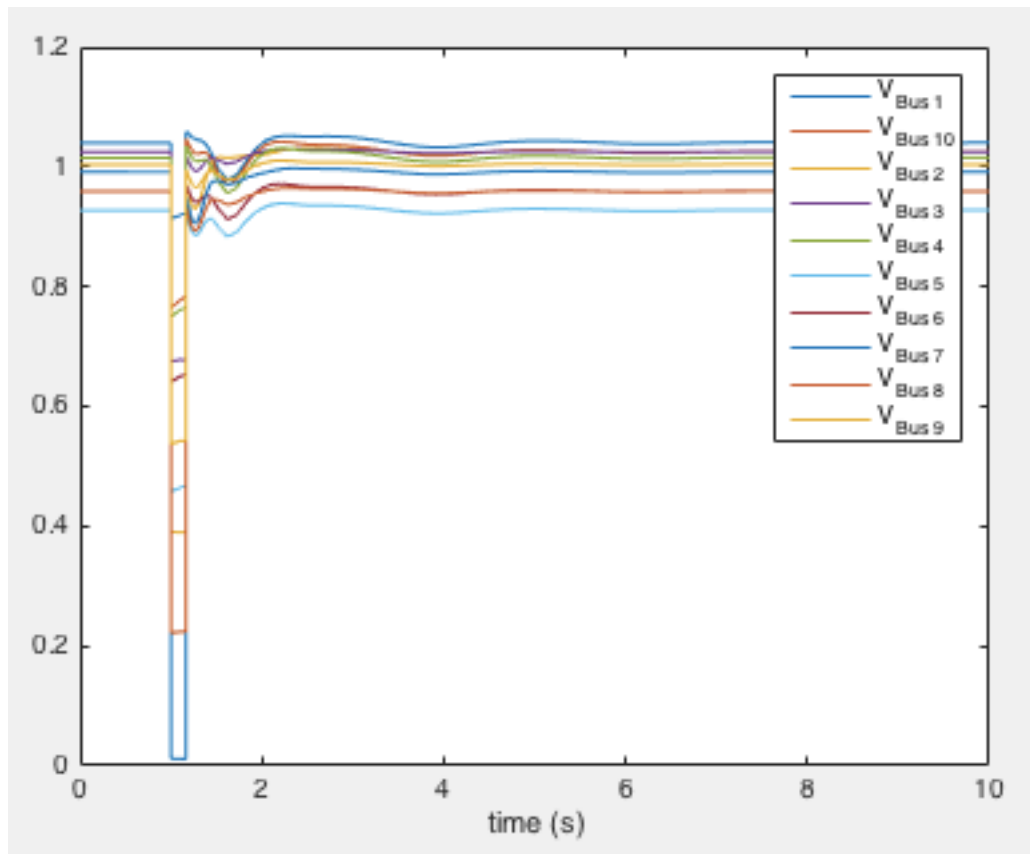


Figura 58: Tensões nas barras em pu (4). Fonte:PSAT, 2017

Analisando o gráfico da velocidade síncrona dos geradores e comparando-a com a figura 50, compreende-se que a inserção de GD ocasionou em picos maiores, porém, a estabilização ocorreu em 1 pu, enquanto sem GD a estabilização foi dada em 1,006 pu. A figura 59 corresponde à variação da velocidade do vento durante os dez segundos de simulação. Lembrando-se que o gráfico está em pu, cujo o valor nominal é de 15 m/s (1 pu).

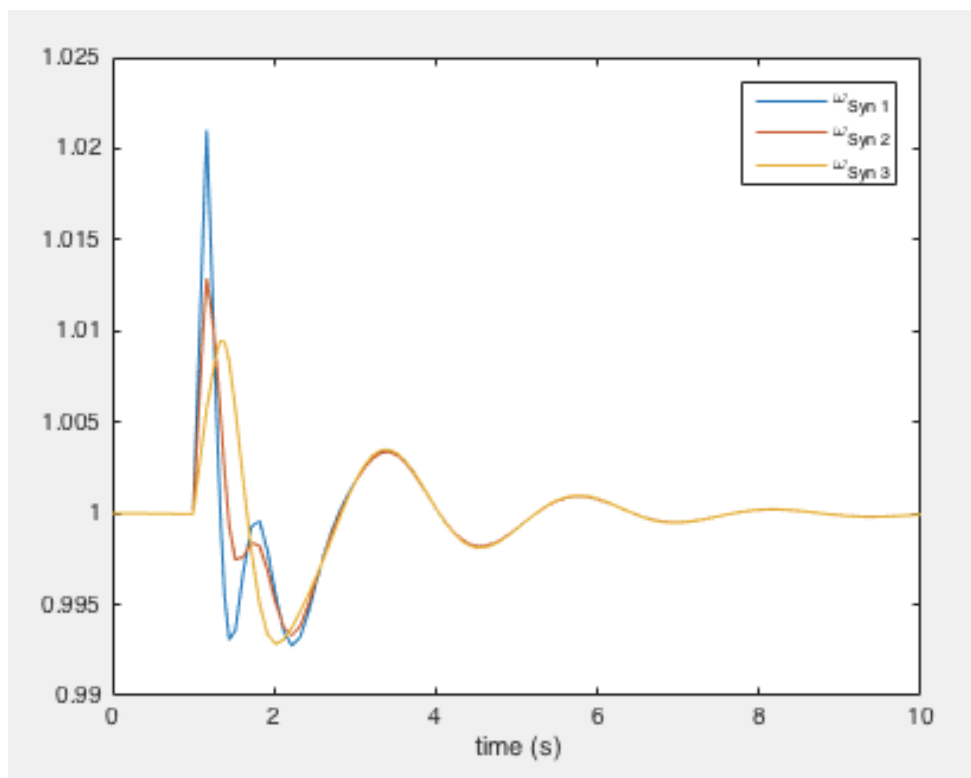


Figura 59: Velocidade síncrona dos geradores (4). Fonte:PSAT, 2017

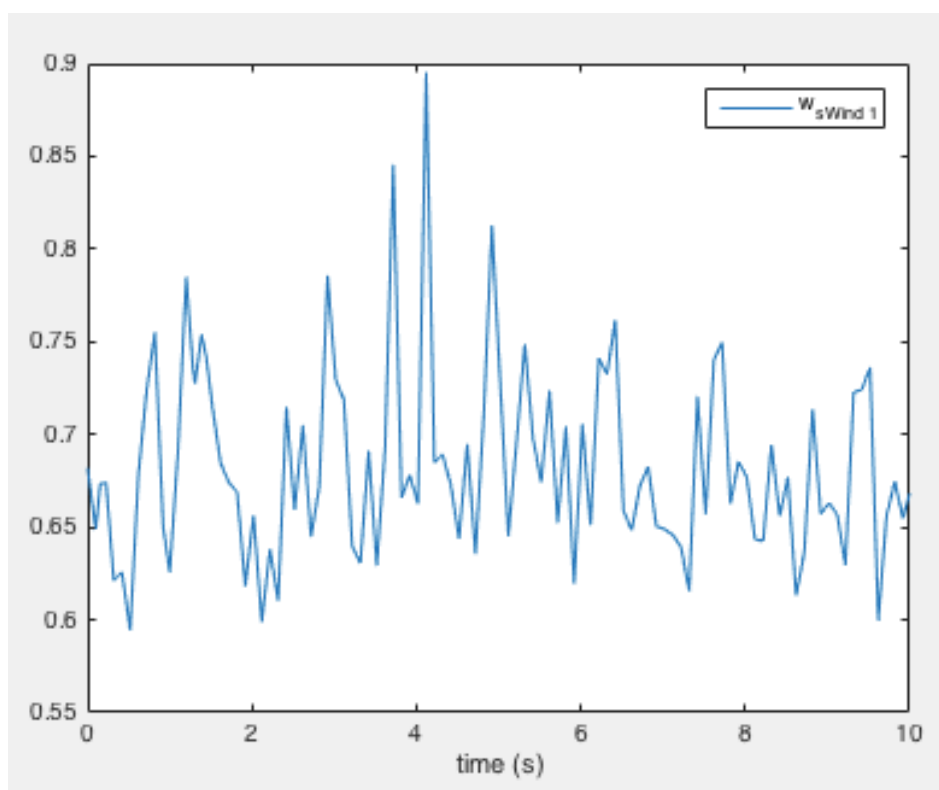


Figura 60: Variação da velocidade do vento. Fonte:PSAT, 2017

A imagem abaixo refere-se ao ângulo teta em pu por barra pelo tempo. O gráfico foi gerado com teta bus 1 como referência. É possível concluir que, comparando com a figura 51, nesta situação 4 ângulos ficaram adiantados a teta bus 1 no período após a falta. Entretanto, as estabilizações ocorreram da mesma forma. Por outro lado, o gráfico da potência ativa do gerador 3 reduziu o valor inicial de 4 pu para 3,1 pu, e a eólica foi responsável por suprir essa carência.

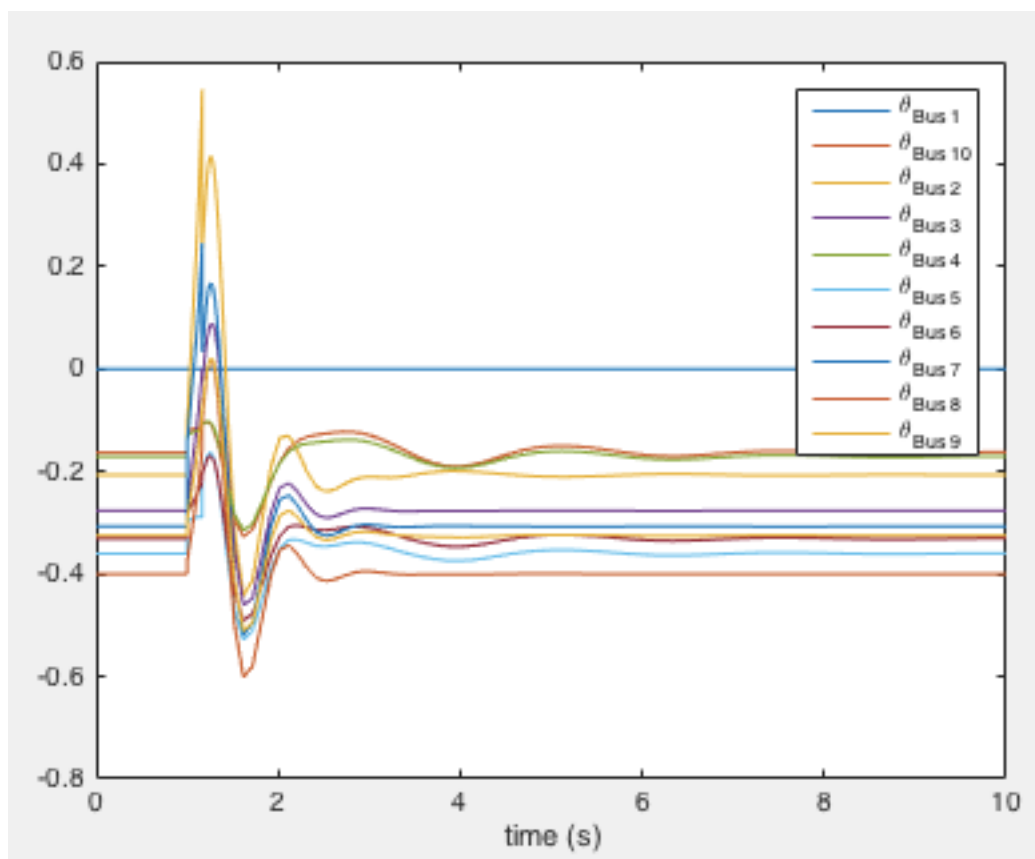


Figura 61: Ângulo teta nos barramentos (4). Fonte:PSAT, 2017

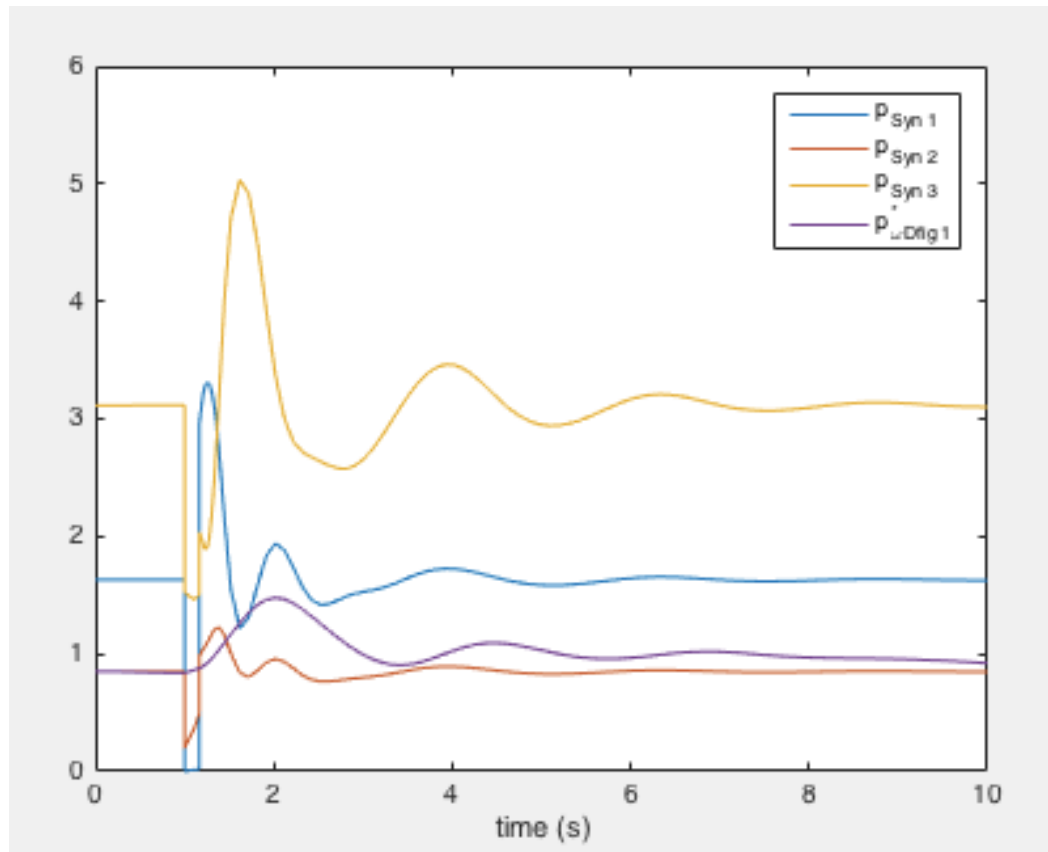


Figura 62: Potência ativa dos geradores em pu (4). Fonte:PSAT, 2017

- **Cenário 3 (falta com duração de 12 ciclos)**

O período de 12 ciclos foi responsável por tirar a estabilidade do cenário 3. Em todos os anteriores o tempo de simulação foi de dez segundos, porém, nesse caso a simulação encontrou uma singularidade e se encerrou em 1,9432 segundos. No gráfico da fase, o teta 2 teve um aumento radical comparado aos demais, exclusivamente, no período em que a falta foi limpa.

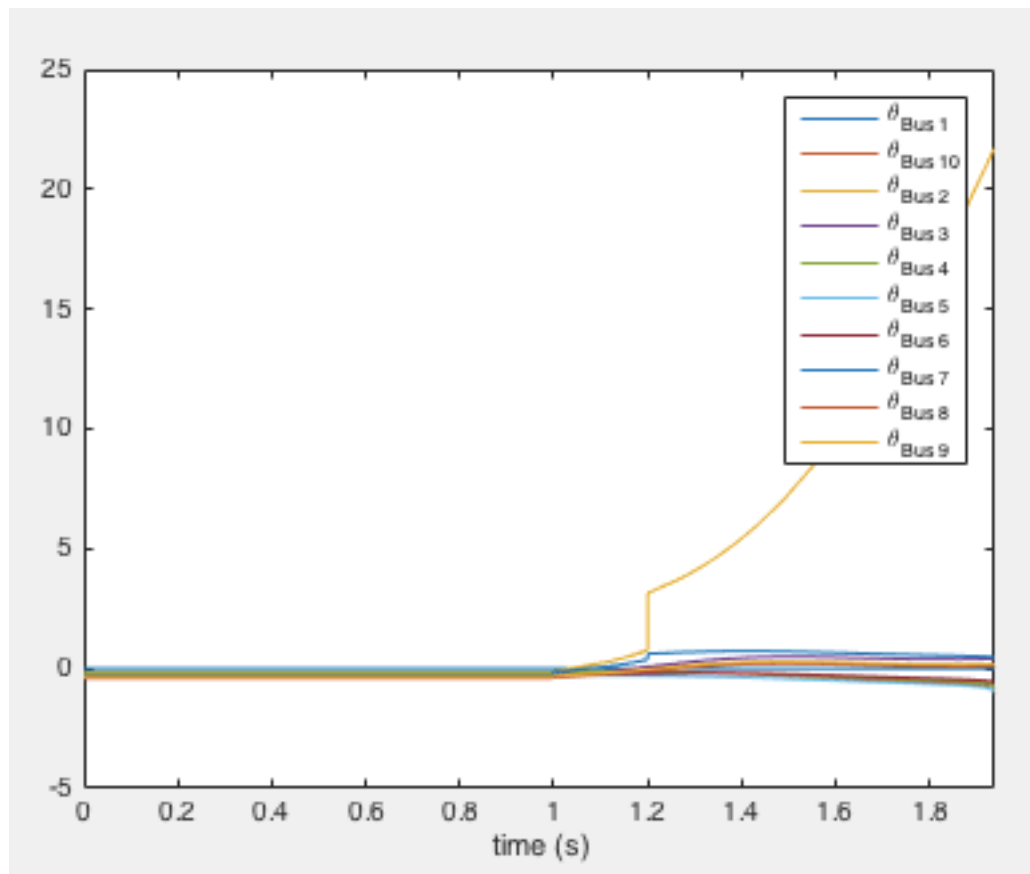


Figura 63: Ângulo teta nos barramentos (5). Fonte:PSAT, 2017

A tensão nos barramentos sofreram uma queda com a aplicação da falta. As tensões do barramento dois e sete alcançaram o valor nulo no período pós-falta.

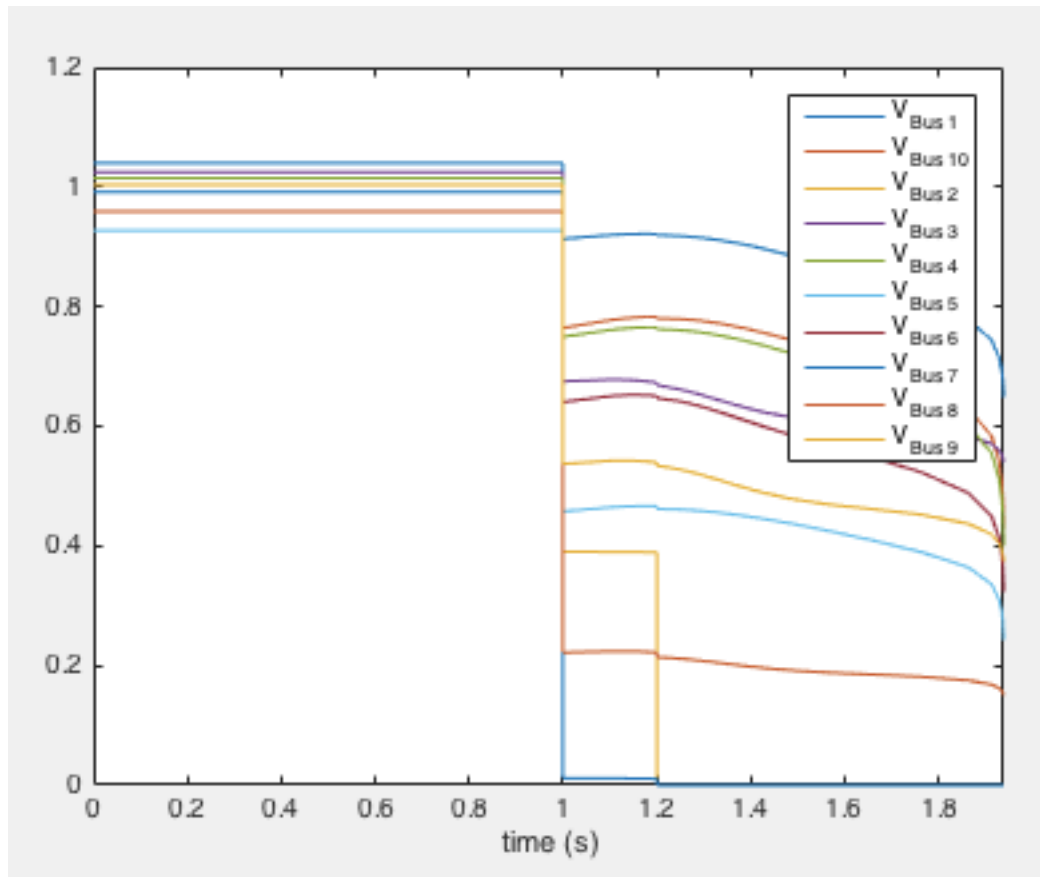


Figura 64: Tensões nas barras em pu (5). Fonte:PSAT, 2017

Os últimos gráficos a serem analisados são os pertencentes às figuras 65 e 66. No primeiro, conclui-se que a velocidade síncrona do gerador 1 cresceu rapidamente durante esses 0,9 segundos após a falta, e também, com base em todas simulações feitas durante esse trabalho, conclui-se que muito provavelmente o gerador 1 não iria conseguir entrar em sincronismo de forma natural. Por outro lado, as potências ativas diminuíram, excluindo a potência da eólica. Nota-se que a potência do gerador 1 alcançou o valor nulo, e para suprir essa queda, os geradores 3 e o eólico aumentaram sua potência sem sucesso.

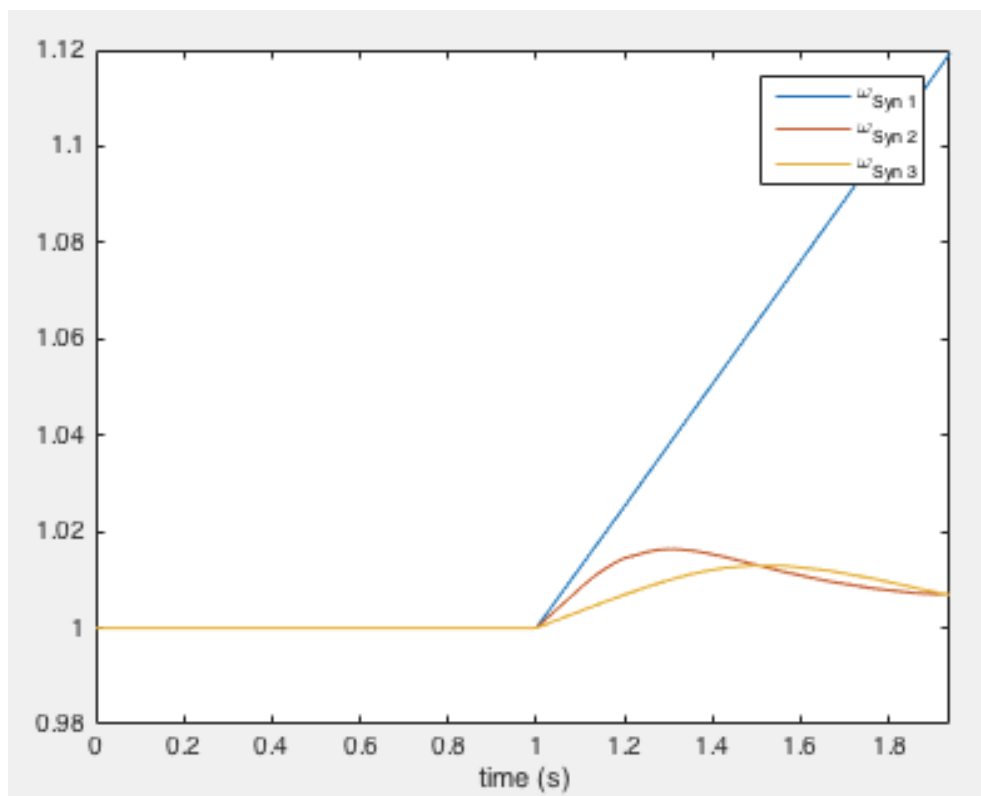


Figura 65: Velocidade síncrona dos geradores (5). Fonte:PSAT, 2017

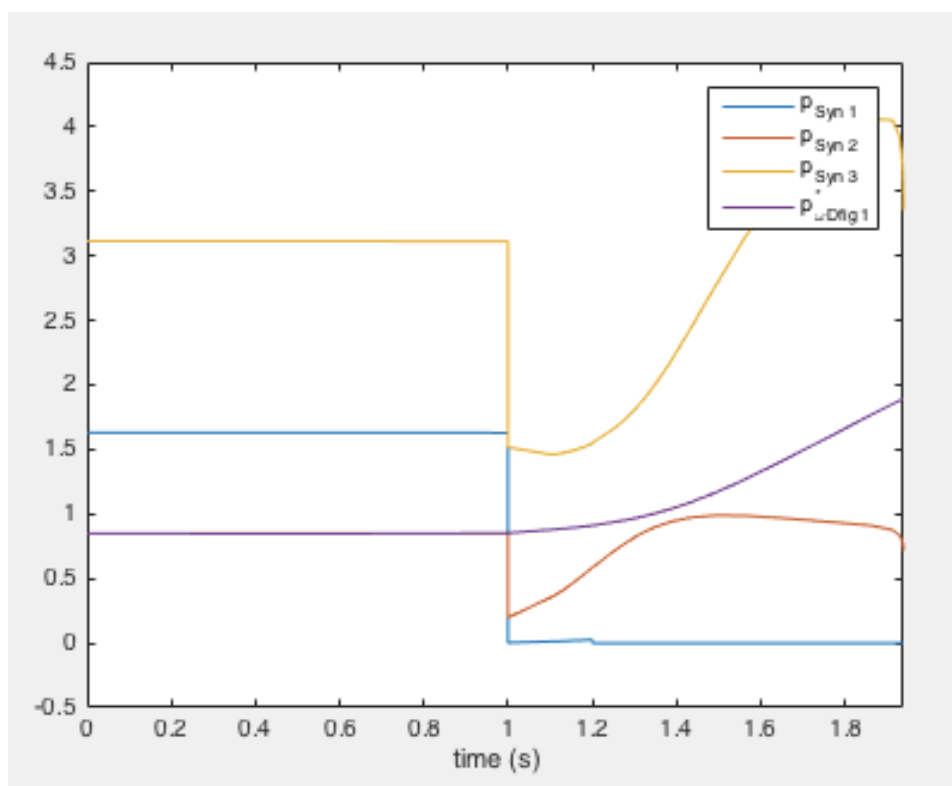


Figura 66: Potência ativa dos geradores em pu (5). Fonte:PSAT, 2017

- **Cenário 4**

Antes de tudo, vale ressaltar que a velocidade do vento varia para cada simulação feita, ou seja, não se pode obter nenhum dogma para esta simulação. Entretanto, foi buscado obter simulações com a ocorrência de ventos mais parecida possível.

Quadro 8: Ciclo em que ocorre a instabilidade variando o lugar da falta.

tempo (s)	0.0167	0.1833	0.2000	0.2167	0.2333	0.2500	0.2667	0.2833	0.3000
Lugar da falta	1 ciclo	11 ciclos	12 ciclos	13 ciclos	14 ciclos	15 ciclos	16 ciclos	17 ciclos	18 ciclos
barra 4	X	X	X	X	X	X	X	X	X
barra 5	OK	OK	OK	OK	OK	OK	X	X	X
barra 6	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	X
barra 7	OK	OK	X	X	X	X	X	X	X
barra 8	OK	OK	OK	X	X	X	X	X	X
barra 9	OK	OK	X	X	X	X	X	X	X

Analisando o quadro 8, observa-se que qualquer falta na barra 4 desestabiliza o sistema, e a barra 6 é a que suporta a falta de maior tempo. Além do mais, a barra 7 e a barra 9 conseguem aguentar uma falta de mesma duração antes da estrutura alcançar a instabilidade.

- **Cenário 5**

O teste feito nesse cenário serviu como a fonte de comparação entre as turbinas do tipo DFIG e DDSG. O princípio desse teste foi utilizar a falta mínima que ocasionou na instabilidade no cenário 3, ou seja, uma falta de 11 ciclos. Se esse cenário permanecer estável com a falta de 11 ciclos significa que as turbinas DDSG tendem a aumentar a estabilidade do sistema em relação as DFIG.

O primeiro passo para permitir uma melhor comparação foi obter um perfil de

vento semelhante ao da figura 60. Ressalta-se que o bloco correspondente as características do vento foi igual ao que foi definido para o cenário 3 (figura 34).

Para analisar a estabilidade transitória, escolheu-se um tempo de falta de 11 ciclos, pois foi o período em que o cenário com a DFIG conseguiu encontrar estabilidade. Entretanto, ao aplicar a mesma falta, no mesmo cenário, somente com a substituição da eólica, o sistema encontrou-se instável ao analisarmos a figura 67 e 68. Em outras palavras, o cenário 3 resistiu à uma maior falta que o cenário 5, mostrando que os aerogeradores do tipo DFIG são melhores, no sentido de aumentar a estabilidade, do que os do modelo DDSG.

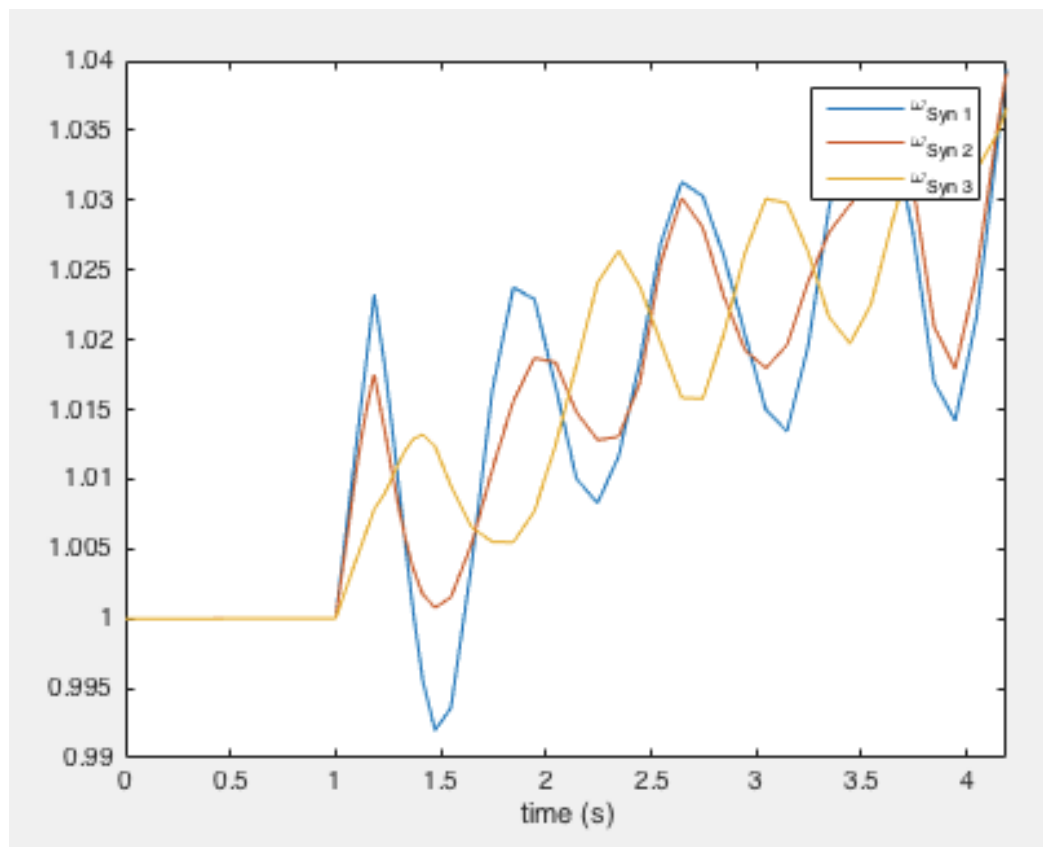


Figura 67: Velocidade síncrona dos geradores (6). Fonte: PSAT, 2017

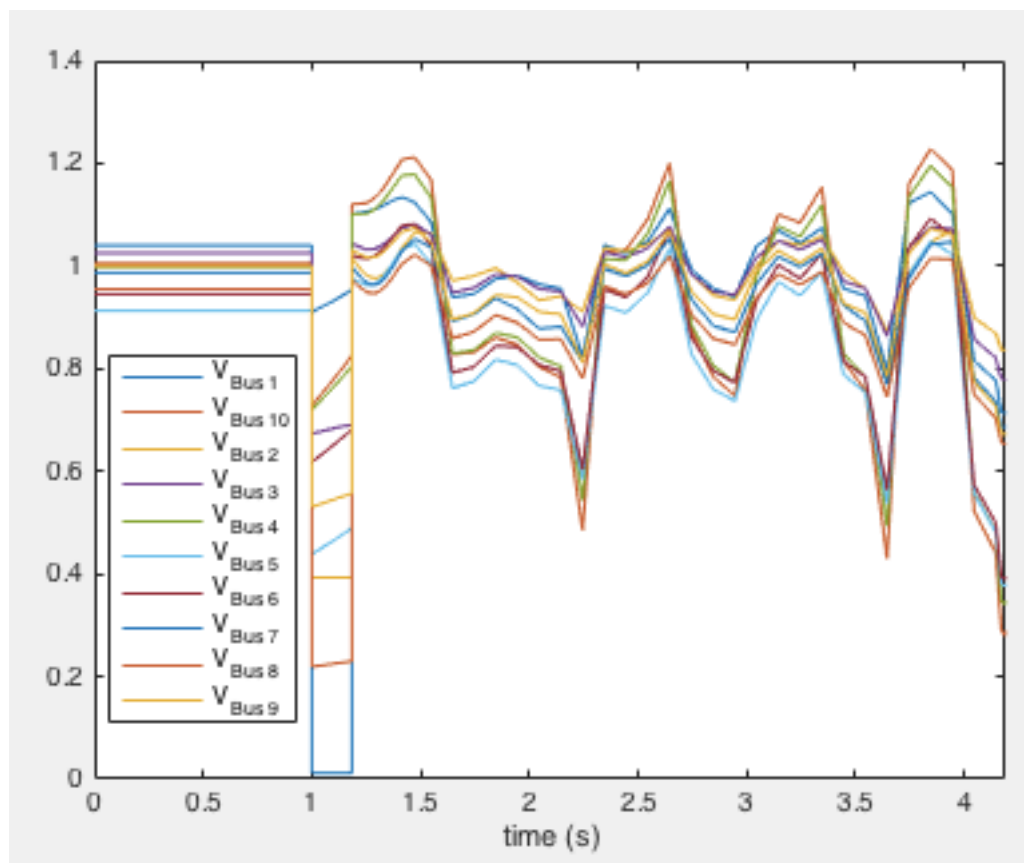


Figura 68: Tensões nas barras em pu (6). Fonte:PSAT, 2017

4. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou material teórico e informativo contendo as principais regras e fundamentos que regem à estabilidade transitória e a geração distribuída, cuja a utilização preliminar foi o de auxiliar na obtenção de um melhor entendimento do processo das simulações computacionais que foram executadas. Para isso, tal material foi fundamental para apresentar as interpretações produzidas, a realização de uma rigorosa análise e avaliação científica dos resultados obtidos.

Além do mais, um simplificado modo de uso do software PSAT foi produzido com a finalidade do leitor adquirir um conhecimento sobre o mesmo. Ademais, ocorreu a criação de cinco cenários, em que as diferenças podem ser vistas no capítulo 4, para assessorar as comparações, e facilitando a elaboração de conclusões. Portanto, com base nos quatro primeiros capítulos e com as análises dos gráficos do capítulo cinco, pode-se concluir que:

- Sem a ocorrência de falta, os gráficos permanecem estáveis, ou seja, não apresentam variações;
- O implemento da fazenda eólica com aerogeradores do tipo DFIG, fez com que o sistema analisado suportasse uma falta de duração de um ciclo maior, quando comparado ao cenário sem GD. Em outras palavras, o acréscimo da eólica melhorou a estabilidade do sistema.
- A inserção da GD do tipo eólica diminuiu a potência reativa gerada, acarretando assim, em uma menor perda de potência.
- A localidade da falta interfere diretamente na retomada da estabilidade do sistema. Em outras palavras, a aplicação da falta em barras diferentes, altera o comportamento do sistema.
- O impacto do tipo de tecnologia de aerogerador na estabilidade transitória é muito significativa. O gerador DFIG apresenta um melhor desempenho quando comparado ao gerador DFIG.

5. BIBLIOGRAFIA

ABINEE. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. p. 78, 2011.

AMÉRICA DO SOL. **O que é e como funciona o Sistema Fotovoltaico**, 2016. Disponível em: http://americadosol.org/energia_fotovoltaica Acesso em 24 de maio 2016.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Legislação**. Disponível em http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=50. Acesso em: 27 maio 2016.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Modulo-8**. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>. Acesso em: 27 maio 2016.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST**. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/Prodinst>. Acesso em: 27 maio 2016.

BARBOSA, F. Maciel. **Estabilidade de Sistemas Elétricos**. 148p. Artigo, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2013.

BARBOSA, Willian. **Geração Distribuída: Vantagens e Desvantagens**, Artigo, Fundação Estadual do Meio Ambiente – Minas Gerais, 2014.

BENEDITO, Raphael. **Modelos de linhas de transmissão**, p. 79, 2007;

BORGES, CARMEN LUCIA TANCREDO. **Análise de Sistemas de Potência**. UFRJ, Rio de Janeiro. 2015

CASTELLANOS, Fernando. **Impact of wind power on power system stability**. The University of the West Indies. Trinidad & Tobago, 2006.

COGEN. ASSOCIAÇÃO DA INDÚSTRIA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA. **Geração Distribuída – Novo Ciclo de Desenvolvimento**. 2013 Disponível em: http://www.cogen.com.br/workshop/2013/Geracao_Distribuida_Calabro_22052013.pdf. Acesso em 25 maio 2016.

COSTA, Antônio J.A. Simões; SILVA, Aguinaldo S. e. **Controle e Estabilidade de Sistemas Elétricos** 78f. Artigo, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Santa Catarina, Brasil, 2000.

EPRI. ELETRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **Epri Journal – Epri Journal No 2 1997**. Disponível em: <http://eprijournal.com/wp-content/uploads/2016/01/1997-Journal-No.-2.pdf>. Acesso em 25 maio 2016. 61

FARRET, Felix A.; SIMÕES, M. Godoy. **Alternative Energy Systems: Design and Analysis with Induction Generators**, 450 p., Editora CRC Press, Segunda Edição, 2007

GAS RESEARCH INSTITUTE. **“The role of distributed generation in competitive energy markets”**. Distributed Generation Forum, (1997)

HOFF, T., WENGER, H. e PEPPER, J. **“Distributed Generation: An alternative to electric utility investments in system capacity”**. Energy Policy ,Great Britain, 1996.

IEEE, **Recommend practice for utility interface of photovoltaic (PV) system. (929)**, 2000. Disponível em: http://grouper.ieee.org/groups/scc21/929_index.html. Acesso em 28 de maio de 2016

IEEE, **Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems (1547)**, 2003. Disponível em: http://grouper.ieee.org/groups/scc21/1547/1547_index.html. Acesso em 28 de maio de 2016

INEE. INSTITUTO NACIONAL DE EFIÊNCIA ENERGÉTICA. **Geração Distribuída**. Disponível em: http://www.inee.org.br/forum_sobre_gd_cg.asp?Cat=gd. Acesso 27 maio 2016.

JORDÃO, Rubens Guedes. **Máquinas Síncronas**. Livros Técnicos e Científicos Editora S. A., 2013

KREITH, F.; GOSWAMI, D. Yogi. **Energy Efficiency and Renewable Energy**. Editora CRC Press Taylor & Francis Group, 2007.

KUNDUR, Prabha ,**Power System Stability and Control**, livro, McGraw-Hill, 1994. (Cap.11 e 14)

LORA , Electo Eduardo Silva; HADDAD, Jamil Almansur. **Geração Distribuída: Aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais**, Editora Interciência, 2003.

MARQUES, Jeferson. **TURBINAS EÓLICAS: MODELO, ANÁLISE E CONTROLE DO GERADOR DE INDUÇÃO COM DUPLA ALIMENTAÇÃO**. Santa Maria, RS, BRASIL, 2004.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar**, 2016. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030. Acesso em 24 de maio 2016. 62

OLADE. ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA. **Curso de la Generación Distribuida**. SABA System., 2011. Disponível em: <http://www.olade.org/elearning>. Acesso em 25 maio 2016.

PAVELLA, Mania, ERNEST, Damien e RUIZ-VEGA, Daniel. **TRANSIENT STABILITY OF POWER SYSTEMS - A Unified Approach to Assessment and Control**. University of Liège, Belgium. 2009.

PATEL, M. R. **Wind and Solar Power Systems**, CRC Press LLC, 1999.

PSAT Manual 1.3.3. **Manual for Power System Analysis Toolbox**. January 26, 2005.

REZA, Muhamad e A. M. van Voorden, P. H. Schavemaker, G. C. Paap, and L. van der Sluis, **Implementation of renewable electrical energy generation in an urban distribution network: Impacts of energy storage and demand growth**, in 17th International Conference on Electricity Distribution, CIRED 2003, Barcelona, Spain, 12-15 May 2003, 6 pages.

REZA, Muhamad. **Stability analysis of transmission systems with high penetration of distributed generation**, Dissertation at Delft University of Technology. 2006

ROCHA, P.A.C., Carneiro ,F.O.; Lopes ,A.S.; Maia I.A; Modolo A.B. **Montagem e Testes de uma bancada para medição de desempenho de aerogeradores em escala**, artigo, Departamento de Engenharia Mecânica e de Produção, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, Ce, Brasil, 2009

ROMANI, Maurício. **Impactos da geração distribuída na estabilidade a grande perturbações em sistemas de geração e transmissão de energia elétrica** . Tese de mestrado – Universidade Federal do Paraná, 2014.

VAN KUIK, G. A. M. **Are wind turbines growing too fast?** ,in 2001 European Wind Energy Conference and Exhibition, 2-6 July 2001, pp. 69–72.

WALTER G. S. **Distributed Power Generation**, Editora Macel Dekker, 2000.

ANEXOS

	pág.
ANEXO I Matriz de admitância da rede em pré-falta (Pavella et. al., 2009)	75

Table 2.3. Y Matrix of Prefault Network

Node	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	-j8.4459			j8.4459					
2		-j5.4855					j5.4855		
3			-j4.1684						j4.1684
4	j8.4459			3.3074 - j30.3937	-1.3652 + j11.6041	-1.9422 + j10.5107			
5				-1.3652 + j11.6041	3.8138 - j17.8426		-1.1876 + j5.9751		
6				-1.9422 + j10.5107		4.1019 - j16.1335			
7		j5.4855			-1.1876 + j5.9751		2.8047 - j24.9311	-1.6171 + j13.6980	-1.2820 + j5.5882
8							-1.6171 + j13.6980	3.7412 - j23.6424	-1.1551 + j9.7843
9			j4.1684			-1.2820 + j5.5882		-1.1551 + j9.7843	2.4371 - j19.2574

Table 2.4. Y Matrix of Faulted Network

Node	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	-j8.4459			j8.4459					
2		-j5.4855							
3			-j4.1684						j4.1684
4	j8.4459			3.3074 - j30.3937	-1.3652 + j11.6041	-1.9422 + j10.5107			
5				-1.3652 + j11.6041	3.8138 - j17.8426				
6				-1.9422 + j10.5107		4.1019 - j16.1335			-1.2820 + j5.5882
7									
8								3.7412 - j23.6424	-1.1551 + j9.7843
9			-j4.1684			-1.2820 + j5.5882		-1.1551 + j9.7843	2.4371 - j19.2574

Table 2.5. Y Matrix of Network with Fault Cleared

Node	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	-j8.4459			j8.4459					
2		-j5.4855					j5.4855		
3			-j4.1684						j4.1684
4	j8.4459			3.3074 - j30.3937	-1.3652 + j11.6041	-1.9422 + j10.5107			
5				-1.3652 + j11.6041	2.6262 - j11.8675				
6				-1.9422 + j10.5107		4.1019 - j16.1335			
7		j5.4855					1.6171 - j18.9559	-1.6171 + j13.6980	-1.2820 + j5.5882
8							-1.6171 + j13.6980	3.7412 - j23.6424	-1.1551 + j9.7843
9			j4.1684			-1.2820 + j5.5882		-1.1551 + j9.7843	2.4371 - j19.2574